مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية

المنظمة العربية للترجمة

فرانك جان　　مارك كوك　　مارك غراهام

استكشاف الهيدروكربون وإنتاجه



ترجمة

استكشاف الهيدروكربون وإنتاجه

فرانك جان
مارك كوك
مارك غراهام

المحتويـات

تقديـــم

سلسلة كتب التقنيات الاستراتيجية
مبادرة الملك عبد الله للمحتوى العربي

يطيب لي أن أقدم لهذه السلسلة التي جرى انتقاؤها في مجالات تقنية ذات أولوية للقارئ العربي في عصر أصبحت فيه المعرفة محركاً أساسياً للنمو الاقتصادي والتقني، ويأتي نشر هذه السلسلة بالتعاون بين مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية والمنظمة العربية للترجمة، ويقع في إطار تلبية عدد من السياسات والتوصيات التي تعنى باللغة العربية والعلوم، ومنها:

أولاً: البيان الختامي لمؤتمر القمة العربي المنعقد في الرياض 1428هـ 2007م الذي يؤكد ضرورة الاهتمام باللغة العربية، وأن تكون هي لغة البحث العلمي والمعاملات حيث نصّ على ما يلي: (وجوب حضور اللغة العربية في جميع الميادين، بما في ذلك وسائل الاتصال، والإعلام، والإنترنت وغيرها).

ثانياً: «السياسة الوطنية للعلوم والتقنية» في المملكة العربية السعودية التي انبثق عنها اعتماد إحدى عشرة تقنية إستراتيجية هي: المياه، والبترول والغاز، والبتروكيميائيات، والتقنيات المتناهية الصغر (النانو)، والتقنية الحيوية، وتقنية المعلومات، والإلكترونيات والاتصالات والضوئيات، والفضاء والطيران، والطاقة، والمواد المتقدمة، والبيئة.

ثالثاً: مبادرة الملك عبد الله للمحتوى العربي التي تفعِّل أيضاً ما جاء في البند أولاً عن حضور اللغة العربية في الإنترنت، حيث تهدف إلى إثراء المحتوى العربي عبر عدد من المشاريع التي تنفذها مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية بالتعاون مع جهات مختلفة داخل المملكة وخارجها. ومن هذه المشاريع ما يتعلق برقمنة المحتوى العربي القائم على شكل ورقي وإتاحته على

شبكة الإنترنت، ومنها ما يتعلق بترجمة الكتب الهامة، وبخاصة العلمية، مما يساعد على إثراء المحتوى العلمي بالترجمة من اللغات الأخرى إلى اللغة العربية بهدف تزويد القارئ العربي بعلم نافع مفيد.

تشتمل السلسلة على ثلاثة كتب في كلٍّ من التقنيات التي حددتها «السياسة الوطنية للعلوم والتقنية». واختيرت الكتب بحيث يكون الأول مرجعاً عالمياً معروفاً في تلك التقنية، ويكون الثاني كتاباً جامعياً، والثالث كتاباً عاماً موجهاً إلى عامّة المهتمين، وقد يغطّي ذلك كتاب واحد أو أكثر. وعليه، تشتمل سلسلة كتب التقنيات الاستراتيجية والمتقدمة على ما مجموعه ثلاثة وثلاثون كتاباً مترجماً، كما خصص كتاب إضافي منفرد للمصطلحات العلمية والتقنية المعتمدة في هذه السلسلة كمعجم للمصطلح.

ولقد جرى انتقاء الكتب وفق معايير، منها أن يكون الكتاب من أمهات الكتب في تلك التقنية، ولمؤلفين يشهد لهم عالمياً، وأنه قد صدر بعد عام 2000، وأن لا يكون ضيّق الاختصاص بحيث يخاطب فئة محدودة، وأن تكون النسخة التي يترجم عنها مكتوبة باللغة التي ألّف بها الكتاب وليست مترجمة عن لغة أخرى، وأخيراً أن يكون موضوع الكتاب ونهجه عملياً تطبيقياً يصبّ في جهود نقل التقنية والابتكار، ويساهم في عملية التنمية الاقتصادية من خلال زيادة المحتوى المعرفي العربي.

إن مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية سعيدة بصدور هذه المجموعة من الكتب، وأود أن أشكر المنظمة العربية للترجمة على الجهود التي بذلتها لتحقيق الجودة العالية في الترجمة والمراجعة والتحرير والإخراج، وعلى حسن انتقائها للمترجمين المتخصصين، وعلى سرعة الإنجاز، كما أشكر اللجنة العلمية للمجموعة التي أنيط بها الإشراف على إنجازها في المنظمة وكذلك زملائي في مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية الذين يتابعون تنفيذ مبادرة الملك عبد الله للمحتوى العربي.

الرياض 20/ 3/ 1431 هـ
رئيس مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية
د. محمد بن إبراهيم السويل

المؤلّفون الرئيسيّون

عَمِل فرانك جان (Frank Jahn) كجيولوجي نفط في بروناي، تايلاند، هولندا، المملكة المتحدة وأستراليا. وبعد 11 سنة من العمل في شركة نفط متعددة الجنسيات أنشأ تراكس انترناشونال في عام 1992. يدَرّس جان دورات تدريبية متخصصة مرتبطة باستكشاف وتطوير حقول النفط على نطاق عالمي، وخاصة برامج تطوير خريجي الجامعة. يقيم حالياً في بيرث (Perth) بأستراليا حيث يعمل كاستشاري نفط.

انضم مارك كوك (Mark Cook) إلى صناعة النفط في عام 1981 كمهندس خزّان، وعَمِل في شركات نفط متعددة الجنسيات في هولندا، عُمان، تنزانيا والمملكة المتحدة. في عام 1992 شارك في إنشاء شركة تراكس انترناشونال، حيث يشغل منصب المدير التنفيذي ويقيم في اسكتلنده. تنصَب اهتماماته التقنية المحددة على هندسة النفط، وتحليل المخاطر، والاقتصاد، وقد استمر في تطوير دورات التدريب وتدريسها.

لدى مارك غراهام (Mark Graham) 29 سنة خبرة في صناعة النفط، وقد عَمِل في البداية كمهندس تسجيل آبار مع شركة شلمبرجيه (Schlumberger) في الشرق الأوسط، تبعها أكثر من 11 سنة من العمل مع شركة نفط متعددة الجنسيات بمجالي التشغيل والهندسة النفطية في الشرق الأقصى وبحر الشمال. شارك في إنشاء شركة تراكس انترناشونال، حيث يشغل منصب مدير، مسؤول حالياً عن تطوير الأعمال العامة، بالإضافة إلى عمله كمهندس نفط واقتصادي ومدير مشروع.

مقدّمة

حول هذا الكتاب

يأخذ كتاب «استكشاف الهيدروكربون وإنتاجه» القارئ عبر كل مراحل عمر حقل بترول أو غاز، بدءاً من كسب الدخول إلى فرصة مناسبة، عبر التنقيب والتقييم وتطوير التخطيط والإنتاج، وأخيراً إلى إيقاف التشغيل نهائياً. يوضح بشكل مباشر البيئة المالية والتجارية التي يحدث بها تطور حقل نفط أو غاز.

هذه المقدّمة الشاملة والحالية لصناعة متنامية، مفيدة لمحترفي الصناعة الراغبين باطّلاع أفضل على الطرائق الأساسية والتجارية والمبادئ والتقنيات المستخدمة. وهو موجّه إلى القراء الذين يقدمون خدمات داعمة لصناعة متنامية.

يعقد الكتاب بين العديد من الروابط التخصصية ضمن الصناعة بطريقة واضحة ومختصرة، بينما يوضح السبب التجاري للنشاطات المتضمنة في العمل ـ يبدأ كل فصل بإيضاح التطبيق التجاري للموضوع. الرسوم العديدة واضحة ووفيرة ومصممة لرفع الفائدة إلى الحد الأقصى، بينما تحوي التفاصيل الضرورية لحفظ الموثوقية التقنية.

كل المؤلّفين هم مستشارون ممارسون في العمل، وضَمَنوا كل التطورات الرئيسية في الصناعة في هذه النسخة الأخيرة، وتشمل الطرائق التقنية لتقييم الحقل وتطويره والتقنيات المستخدمة لتدبير الأخطار في العمل.

تراكس TRACS الدولية زودت التدريب والاستشارات بالمواضيع المرتبطة بالاستكشاف والإنتاج للعديد من الزبائن من كل العالم منذ 1992. طوّر هذا الكتاب تدريجياً من مواد مقرر تدريسي، ومن المناقشات مع الزبائن والمواد المتوفرة في القطاع المدني.

ف. جان

ام. كوك

ام. غراهام

الفصل الأول

دورة حياة الحقل

The Field Life Cycle

مقدّمة والتطبيق التجاري: تقدم هذا الفقرة نظرة شاملة عن النشاطات التي تجرى في المراحل المتعددة لتطور الحقل. تطلق كلّ مرحلة لحاجة تجارية مرتبطة بطور خاص.

1-1 **طور كسب الدخول** Gaining access phase

الخطوة الأولى التي تباشر بها شركة نفط في استكشاف الهيدروكربون وإنتاجه هو أن تقرر ما هي المناطق ذات الاهتمام في العالم. يتضمن هذا تقييم المظاهر التقنية والسياسية والاقتصادية والاجتماعية والبيئية للمنطقة المعتبرة. يجب أن تتضمن المظاهر التقنية حجم الهيدروكربون المحتمل إيجاده وإنتاجه من المنطقة، وهذا يتضمن دراسات كشفية (scouting studies) باستخدام المعلومات العامة أو إعداد (commissioning) مراجعة إقليمية، واعتبار التحديات التقنية التي تواجه الاستكشاف والإنتاج، مثلاً في المياه البحرية العميقة.

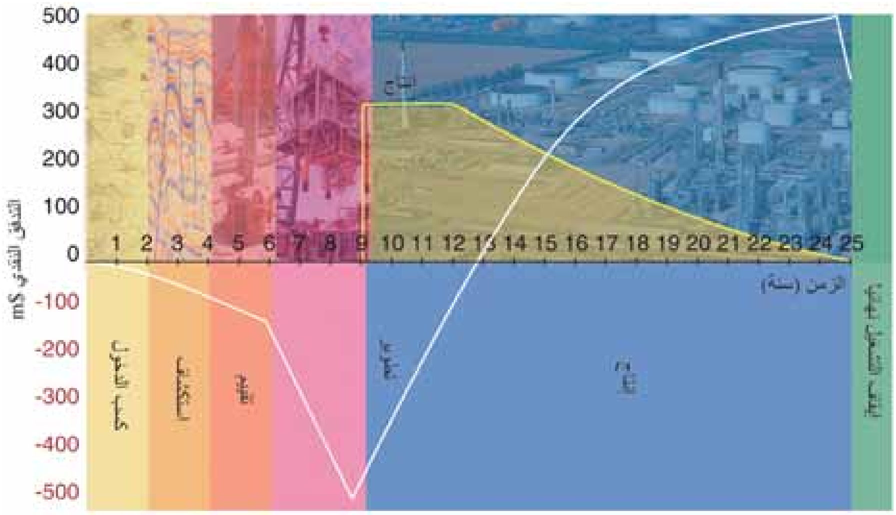
تتضمن الاعتبارات السياسية والاقتصادية نظام الحكم واستقرار الدولة واحتمال تأميم صناعة النفط والغاز والحظر الحالي والاستقرار المالي والمستويات الضريبية والقيود على تحويل الأرباح والسلامة الشخصية والتكاليف المحلية والتضخّم المالي ومعدل الصرف النقدي المحتمل.

ستتضمن الاعتبارات الاجتماعية خطر الاضطراب الشعبي وتوفر العمالة الماهرة المحلية والتدريب المحلي المطلوب ودرجة الجهود المطلوبة لإقامة وجود محلي وإشغال السكان المحليين بشكل إيجابي. وعلى الشركة الأخذ بعين الاعتبار الحذر المطلوب لحماية البيئة من الضرر أثناء العملية، وأي تشريع محلي. وقد يوجد كذلك موضوع مهم يجب اعتباره عند القيام بعمل تجاري في دولة لا يتوافق نظامها السياسي والاجتماعي مع موافقة الحكومة في بلد الشركة أو مع المساهمين في الشركة. وأخيراً، سيشير تحليل المنافسة فيما إذا كان للشركة أفضلية. وفيما لو كان لدى الشركة وجود مسبق في البلد بمصلحة تجارية، مثل التصفية والتوزيع، فيمكن استخدام الخبرة المكتسبة من هذه المناطق.

إن حوالى 90٪ من احتياطي النفط والغاز مملوكة ومدارة من قبل شركات النفط الوطنية (National Oil Companies (NOCs))، أرامكو السعودية (Saudi Aramco) (المملكة العربية السعودية)، وبتروناس (Petronas) (ماليزيا)، وبيمكس (Pemex) (المكسيك). حتى تستطيع شركة مستقلة الفوز بمشاركة مباشرة في نشاطات التنقيب والتطوير والإنتاج في دولة، تحتاج أولاً لتطوير اتفاقية مناسبة مع الحكومة، ممثلة أحياناً بشركة النفط الوطنية.

قد تعلن الدعوة إلى المشاركة علناً بجولة ترخيص (licensing round)، كما سيناقش في الفصل الثاني. وبدلاً من ذلك قد يتم الاتفاق بشكل سري مع شركة النفط الوطنية. حتى يتم الفوز بموقع مميّز في العملية، يجب على شركة نفط أن تبذل الجهود لفهم الظروف المحلية، وقد يتم ذلك بتحقيق وجود صغير في الدولة تقام من خلاله العلاقات مع ممثلي الحكومة الرئيسيين مثل وزارة النفط والغاز ودائرة الشؤون البيئية والسلطات المحلية.

قد يؤدي فهم الظروف المحلية ومتطلبات الدولة والعلاقات المقامة، إلى اتفاق مباشر للمشاركة في أو الفوز بموقع مميّز عند تقديم العروض العلني. وقد يكون الاستثمار الذي تمّ في طور كسب الدخول عالياً، وخاصة فيما يخص الزمن والتزام الممثلين ـ قد يستغرق عقداً من الزمن إقامة الأساس قبل رؤية نتيجة ملموسة، لكن هذا جزء من عملية استثمار استكشاف الهيدروكربون وإنتاجه.



الشكل (1-1) : دورة حياة الحقل والتدفق النقدي الإجمالي النمطي (cash flow) .

2-1 طور الاستكشاف Exploration phase

يقوم الجيولوجيون لأكثر من قرن بالبحث عن النفط. وقد تم خلال هذه الفترة تحقيق اكتشافات هامة في العديد من الأماكن في العالم. مع ذلك، من المحتمل جداً أن تكون الحقول «العملاقة» قد اكتشفت سلفاً، وأن الاكتشافات المستقبلية ستكون حقولاً أصغر وأكثر تعقيداً.

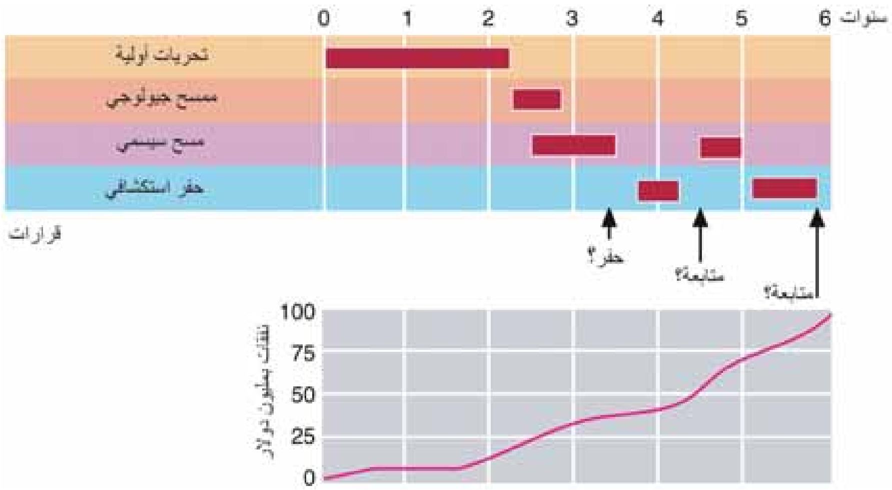
هذا صحيح بشكل خاص بالنسبة إلى المناطق الناضجة مثل بحر الشمال والمياه الضحلة في خليج المكسيك (Gulf of Mexico (GoM)) .

لحسن الحظ، لقد حسّنت تقنيات الاستكشاف الجديدة فهم الجيولوجيين وزادت كفاءة الاستكشاف. مع أن الأهداف تصغر، لكن الاستكشاف وآبار التقييم يمكن أن يتم بدقة أعلى وفرصة نجاح أكبر.

بالرغم من هذه التحسينات، يبقى الاستكشاف نشاطاً عالي الخطورة. يملك العديد من شركات النفط والغاز العالمية ملفات (portfolios) لاهتمامات استكشافية ضخمة، كل منها له مميّزاته الجيولوجية والمالية واحتمالات مختلفة بإيجاد النفط والغاز. تمثل إدارة مثل هذه المواضيع الاستكشافية والعمليات المرافقة في العديد من الدول مهمة كبيرة.

حتى لو كانت الظروف الجيولوجية واعدة بوجود الهيدروكربون، يجب أن

تكون الظروف السياسية والمالية للدولة المضيفة مناسبة للنجاح التجاري لمغامرات (ventures) الاستكشاف. إن المسافة للأسواق المحتملة ووجود الأساس وتوفر وجود القوة العاملة الماهرة هي عوامل إضافية تحتاج إلى تقييم قبل القيام بأي التزام طويل المدى.



الشكل (1-2): المراحل الزمنية والنفقات لبرنامج استكشاف نمطي.

يتم الاستثمار في الاستكشاف عادة قبل سنوات من وجود الفرصة بإنتاج النفط (الشكل 1 ـ 2). في هذه الحالات يجب أن يكون لدى الشركات خطة واحدة على الأقل يمكن فيها الحصول على مكافأة محتملة من الإنتاج النهائي لتبرير الاستثمار في الاستكشاف.

من المعتاد أن تعمل شركة لسنوات على منطقة واعدة قبل أن يتم الشروع بحفر بئر (أو ضربة مسحاة spudding ـ تعبير صناعي عن بدء الحفر). خلال هذه الفترة يُدرس التاريخ الجيولوجي للمنطقة ويُقيّم احتمال وجود الهيدروكربون. يجب قبل بدء حفر البئر الأولى وضع برنامج لذلك.

إن العمل الحقلي والمسح المغنطيسي والمسح الجاذبي والمسح السيسمي هي الأدوات التقليدية المستخدمة. سيطلعكم «الاستكشاف» في الفصل الثالث على تفصيل أوسع لأدوات الاستكشاف والتقنيات الأكثر تطبيقاً.

3-1 طور التقييم Appraisal phase

حالما تتمّ مواجهة الهيدروكربون في بئر استكشافية، يجب بذل جهد كبير لتقييم أهمية المكتشف بدقة. إن كمية المعطيات المحصَّل عليها لا تقدم حتى الآن صورة دقيقة عن حجم المكمن وشكله وقدرته الإنتاجية.

يجب الأخذ بعين الاعتبار في هذه المرحلة أربعة خيارات:

- متابعة التطوير وبالتالي تقديم دخل (income) خلال فترة قصيرة من الزمن. الخطورة هي أن يكون الحقل أكبر أو أصغر من المتوقع، فقد تكون الإمكانات أكبر أو أصغر حجماً لذا ستتأثر ربحية المشروع.
- إنجاز برنامج تقييم بهدف رفع فعالية التطوير التقني. سيؤخر هذا إنتاج «النفط الأول» من الحقل لسنوات، وقد يضيف إلى الاستثمار الأوّلي المطلوب. مع ذلك، فقد تتحسن الربحية من المشروع.
- لبيع الاكتشاف، تتطلب الحالة إعادة تقييم. تختص بعض الشركات بتطبيق مهاراتها الاستكشافية، بدون نية للاستثمار في طور التطوير. فهم يقدمون ربحاً لشركتهم ببيع الاكتشاف ثم ينتقلون إلى الاستكشاف في موقع جديد.
- عدم فعل أي شيء. هذا دوماً خيار، مع أنه ضعيف وقد يؤدي إلى كبت من ناحية حكومة الدولة المضيفة، مما قد يؤدي إلى تطبيق نزع حق الشركة فيما لو استمرت شركة النفط بتأخير العمل.

في الحالة الثانية، يهدف التقييم إلى تخفيض الشكوك، وخاصة فيما يتعلق بالحجوم الموجودة القابلة للإنتاج من التشكّل (structure). بالتالي يهدف التقييم بمفهوم تطوير الحقل إلى عدم إيجاد حجوم إضافية من النفط أو الغاز! سيتم تقديم وصف أكثر تفصيلاً عن التقييم في الفصل الثامن.

بعد تحديد وجمع معطيات كافية لتقدير أولي للاحتياطي، تكون الخطوة التالية البحث في الخيارات المتعددة لتطوير الحقل. إن هدف دراسة الجدوى (feasibility study) هي توثيق الخيارات التقنية المتعددة، التي يكون واحد منها على الأقل قابل للتطبيق من الناحية الاقتصادية. سوف تحتوي الدراسة على خيارات تطوير تحت السطح، وتصميم العملية، وحجوم المعدّات، والمواقع

المقترحة (مثلاً، المنصّات البحرية)، وإجلاء الخام، ومنظومة التصدير. يجب أن يرافق الحالات المعتبرة تقدير الكلفة وجدولٌ زمنيٌ للتخطيط. تعطي مثل هذه الوثيقة نظرة شاملة كاملة لكلّ المتطلبات والفرص والمخاطر والمعيقات.

4-1 تخطيط التطوير Development planning

يمكن، بناء على نتائج دراسة الجدوى، بفرض أن خياراً واحداً على الأقل قابل للتطبيق اقتصادياً، أن تصاغ خطة تطوير الحقل Field Development Plan (FDP) وتنفّذ لاحقاً. إن الخطة وثيقة مفتاحية تستخدم لإنجاز اتصالات مناسبة ومناقشة وموافقة على النشاطات المطلوبة لتطوير حقل جديد، أو توسيع لتطوير قائم.

إن الهدف الرئيسي لخطة تطوير الحقل وضع مواصفات مبدئية للمشروع وللمنشآت تحت السطح وعلى السطح، وللفلسفة العملياتية والصيانة المطلوبة لدعم أيّ اقتراح للاستثمار المطلوب. يجب أن تقدم للإدارة والمساهمين الثقة بأن كل مناحي المشروع قد عُرِفت وأخذت بعين الاعتبار ونوقشت مع الأطراف المعنية. وبشكل خاص يجب أن تشمل:

- أهداف التطوير.
- معطيات الهندسة النفطية.
- مبادئ التشغيل والصيانة.
- وصفاً للمنشآت الهندسية.
- تقدير الكلفة والقوة البشرية.
- تخطيط المشروع.
- مختصراً لاقتصاديات المشروع.
- مقترحاً للميزانية.

حالما تتمّ الموافقة على خطة تطوير الحقل، تُتَّبَع بسلسلة من النشاطات السابقة للإنتاج الأول من البئر، وهي:

- خطة تطوير الحقل.

- تصميم مفصل للمنشآت.
- تدبير لمواد البناء (procurement).
- تصنيع المنشآت (fabrication).
- إقامة المنشآت (installation).
- وضع كلّ المصنع والمعدّات في الخدمة.

5-1 **طور الإنتاج** Production phase

يبدأ طور الإنتاج مع تدفق أول كمية من الهيدروكربون من فوهة البئر. يحدد هذا نقطة تحول من ناحية تدفق النقد (cash flow)، لأنه سيبدأ من الآن فصاعداً الدخل النقدي والذي يمكن استعماله في تسديد الاستثمار السابق، أو يمكن إتاحته لمشاريع جديدة. إن تخفيض الزمن بين بداية حملة الاستكشاف و«النفط الأول» هو واحد من أهم أهداف أي مجازفة.

يقوم تخطيط التطوير والإنتاج عادة على منحني الإنتاج المتوقع (production profile) الذي يعتمد بشدة على الآلية التي تزود القوة الدافعة في الخزّان. يحدد منحني الإنتاج التسهيلات المطلوبة وعدد الآبار المطلوب حفرها وأطوارها. يميز منحني الإنتاج الظاهر في الشكل (1 ـ 1) بثلاثة أطوار:

1 ـ فترة التنامي (build-up period) في هذه الفترة تدخل الآبار المنتجة في التيار.

2 ـ فترة الاستقرار (plateau period) في البداية يمكن استمرار إدخال بعض الآبار الجديدة في التيار، لكن الآبار الأقدم تبدأ بالتراجع. تعمل منشآت الإنتاج بطاقتها القصوى، ويتم الحفاظ على مستوى ثابت من الإنتاج. تمتد هذه الفترة من 2 ـ 5 سنوات بالنسبة إلى حقل نفطي، لكن أطول بالنسبة إلى حقل غازي.

3 ـ فترة الانحدار (decline period) تُظهر كل الآبار المنتجة في هذه الفترة (وهي الأطول عادة) هبوطاً في الإنتاج.

6-1 **وقف التشغيل النهائي** Decommissioning

ينتهي العمر الاقتصادي للمشروع عادة (economic lifetime) حالما يصبح تدفق النقد سالباً بشكل دائم، في تلك اللحظة يوقف تشغيل الحقل نهائياً. لأنه

باقتراب نهاية حياة الحقل يصبح الإنفاق المالي واستهلاك الموجودات مهملاً عموماً، يمكن تعريف إيقاف التشغيل الاقتصادي بأنه النقطة عندما يصبح الدخل الإجمالي غير كافٍ لتغطية كلفة التشغيل والأتاوة (royality). بالطبع يمكن الاستمرار، تقنياً، بالإنتاج من الحقل، لكن بخسارة مالية.

لدى معظم الشركات على الأقل طريقتان لتأخير إيقاف تشغيل حقل نهائياً أو إقامته:

أ ـ خفض نفقات التشغيل، أو

ب ـ رفع إنتاجية الهيدروكربون.

في بعض الحالات، حيث يكون النفط عرضة لضريبة عالية، يمكن التفاوض لتخفيض الضريبة، لكن عموماً تتوقع الحكومات المضيفة بحث كافة الموائع الأخرى.

تشكّل تكاليف الصيانة والتشغيل المصاريف العظمى في آخر حياة الحقل. هذه التكاليف مرتبطة بشدة بعدد العاملين اللازمين لإدارة المشروع، وبكمية الأجهزة التي يديرونها للحفاظ على استمرار الإنتاج. قد يكون لمواصفات نوعية المنتج وزمن تشغيل المعمل وقع كبير على التكاليف الجارية.

بينما يقترب إيقاف التشغيل النهائي، يمكن اعتبار الاستعادة المعززة (enhanced recovery)، مثل التعويم الكيميائي كوسيلة لاستعادة جزء من الهيدروكربون المتبقي بعد الإنتاج الأولي. إن قابلية تطبيق مثل هذه التقانات حساسة جداً لأسعار النفط، وبينما يطبق بعضها على التطوير على القارة، فيمكن أن يكون تبرير تطبيقها على البحر أقل.

عندما يصبح الإنتاج من الخزّان لا يكفي التكاليف الجارية، لكن العمر التقني للمنشأة لم ينقض، قد يكون هنالك فرصة متاحة لتطوير الاحتياطي من خلال البنية التحتية القائمة. أصبح هذا شائعاً بشكل متزايد حيث تكون البنية التحتية مقامة سلفاً، ويستغل لتطوير حقول أصغر مما هو متوقع. ليست بالضرورة هذه الحقول مملوكة من الشركة التي تدير المنشآت المضيفة، في هذه الحالة يتم التفاوض على نفقات خدمة (تعرفة Tariff) لاستخدام منشآت طرف ثالث.

في النهاية، يستنزف كافة الاحتياطي القابل للاستعادة اقتصادياً، ثم يوقف تشغيل الحقل نهائياً. يجري حالياً التفكير كثيراً لإيقاف التخطيط لاستنباط إجراءات لتخفيض، للحد الأدنى، التأثيرات البيئية بدون التعرض لمزيد من النفقات. يمكن قطع المنصّات الفولاذية إلى عمق متفق عليه تحت سطح البحر أو الإطاحة بها في المياه العميقة، بينما يمكن تعويم المنشآت البيتونية وسحبها بعيداً أو إغراقها في المحيط العميق. ويمكن إفراغ الأنابيب وتركها في المكان. قد يكون هنالك فرص لاستخدام المنصّات في المياه المدارية الضحلة كأرصفة صنعية في مواقع بحرية مختارة.

إن نفقات إدارة توقيف التشغيل النهائي موضوع يجب على معظم الشركات أن تواجهه في وقت ما. في المواقع القارية، يمكن إغلاق الآبار وتفكيك منشآت المعالجة تدريجياً، مما يجنّب مستوى تكاليف عالية بينما ينضب الهيدروكربون. يمكن أن تكون تكاليف إيقاف التشغيل النهائي البحري مهمة جداً، وأقل انتشاراً، لأنه يصعب إزالة المنصّات بطريقة تدريجية. إن الطريقة التي يتم بها التدبير لهذه التكاليف تعتمد جزئياً على حجم الشركة المتورطة، وعلى أحكام الضريبة السائدة.

يكون عادة، لكلّ شركة ملف أصول (assets portfolio) موجود في كلّ مراحل دورة الحياة. سيساعد التدبير المناسب لقاعدة الموجودات على اختيار الأفضل للمصادر المالية والتقنية والمصادر البشرية.

الفصل الثاني

الاتفاقات النفطية وتقديم العروض

Petroleum Agreements and Bidding

مقدّمة والتطبيق التجاري: عندما تعلن دولة مضيفة عن نيّتها بمنح مساحات للاستكشاف، فلدى شركة النفط فرصة لكسب الدخول. في هذه الفقرة، سنقدم صيغة الدعوة إلى تقديم العروض والاتفاقية التي يمكن لشركة النفط أن تنافس لاستكشاف تلك المساحة. يوجد نوعان عريضان لاتفاقية النفط: اتفاقيات امتياز (licence agreements) واتفاقيات عقدية (contract agreements).

في اتفاقيات الامتياز تصدر الدولة حقوقاً شاملة لشركة النفط للاستكشاف في مساحة محددة. تمول العمليات من حامل الامتياز، الذي يبيع أيضاً الإنتاج، غالباً ما يسوق ملكية على الإنتاج، ويسوق دوماً ضرائب على الأرباح. يدّعي هذا النظام المالي أحياناً نظام الضريبة والملكية (tax and royalty system). قد تصر الحكومة على مستوى إجباري من مشاركة الدولة.

في الاتفاقيات العقدية، تحصل شركة النفط على الحقوق لمنطقة من خلال عقد مع الحكومة أو ممثلها (شركة النفط الوطنية). جوهرياً، تعمل الشركة كمتعهد للحكومة، وكذلك تموّل كلّ العمليات. مع ذلك، في هذه الحالة، الحق الشرعي للهيدروكربون المنتج محجوز للحكومة، وتعوض شركة النفط عن تكاليفها وتزوّد بحصة من الأرباح، إما نقداً أو مثيله (مثلاً: حصة من الهيدروكربون المنتج). إن الصيغة الأكثر شيوعاً من هذه النوع من الاتفاقيات هو عقد مشاركة الإنتاج ((Production Sharing Contract (PSC)، ويسمى أيضاً

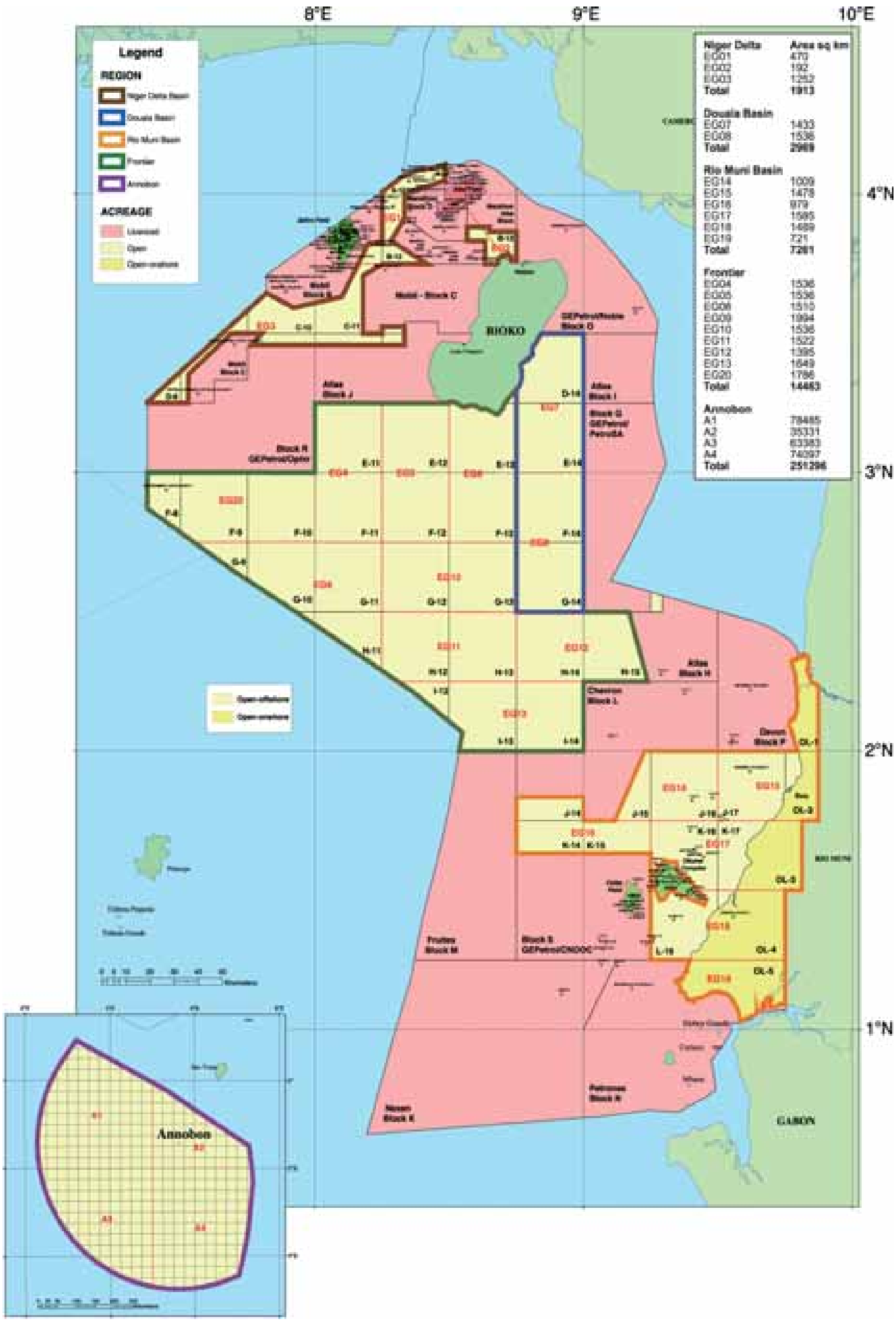
اتفاقية مشاركة الإنتاج ((Production Sharing Agreement (PSA))، ومزيد من التفاصيل ستقدم في الفصل الرابع عشر.

2 ـ 1 الدعوة إلى تقديم العروض The Invitation to bid

كما أشار الفصل الأول، يقع ما بقي من احتياطي هيدروكربون العالم تحت سيطرة شركات النفط الوطنية، وهذا عادة سوف يطور من قبل شركات النفط الوطنية. الاستثناء من هذا يعود إلى أسباب مختلفة. قد لا تملك الشركة الوطنية الخبرة المحلية المطلوبة، قد لا تملك الحكومة المضيفة السيولة المالية الكافية، أو الكادر البشري أو إن الموجودات غير جذّابة لشركة النفط الوطنية. في مثل هذه حالات، تدعو الحكومة طرفاً ثالثاً إلى المشاركة في المنطقة. قد تعلن هذه الفرصة في الإعلام العالمي والمجلات التجارية أو بدعوات محددة. ما يلي (الشكل 2 ـ 1) دعوة نمطية لتقديم عروض.

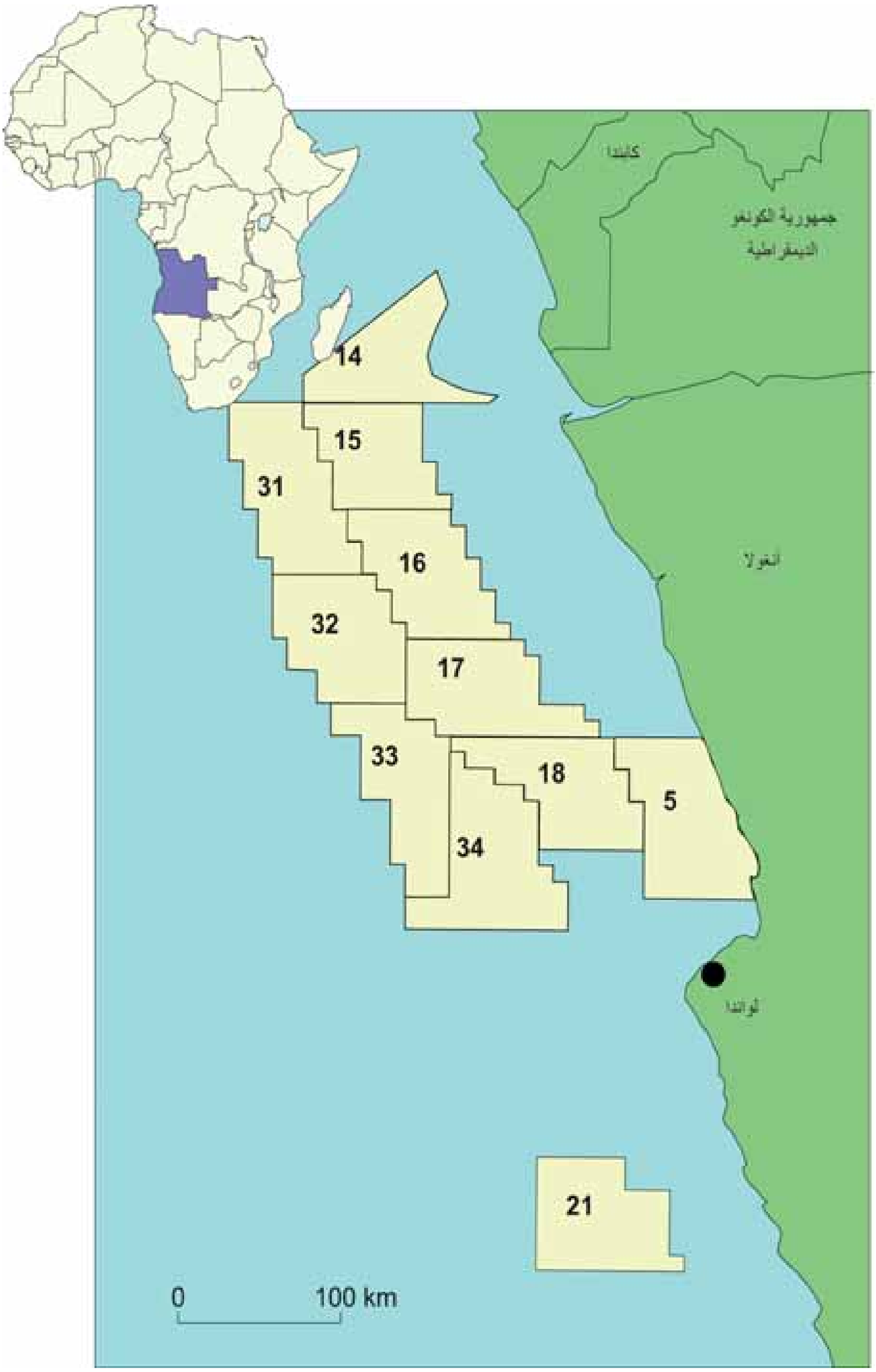
تقسم المنطقة الجغرافية موضوع الاهتمام إلى عدد من الرقع (blocks) بشكل شبكة، عادة مربعة. تختلف مساحة الرقعة من دولة إلى دولة وحتى من منطقة إلى أخرى في بعض الحالات. على سبيل المثال، رقع امتياز بحر الشمال العائدة إلى المملكة المتحدة 10 x 20 كم، الرقع النرويجية 20 x 20 كم، رقع خليج المكسيك 3 x 3 ميل، ورقع المياه العميقة العائدة لأنغولا 100 x 50 كم تقريباً (وتتبع تقريباً شكل خط الشاطئ، كما يظهر بالشكل 2 ـ 2).

على الحكومة أن تقرر بحريتها، أي الرقع ترغب بإدخالها في أي دورة تقديم عروض(bidding round)، ولكن كثيراً ما يوجد تقدم جغرافي، لنقل من المياه الضحلة إلى المياه الأعمق مع مرور الزمن.



الشكل (2 ــ 1): خريطة امتياز تبيّن رقعة تشجيعية في غينيا الاستوائية (2006).

المصدر : . <http://www.equatorial.com>



الشكل (2 ـ 2) : مثال على رقع امتياز بعيداً عن شاطئ أنغولا.

قد تأتي الدعوة بعدة صيغ. مثلاً، في المملكة المتحدة، تعلن دورات تقديم عروض الامتياز بشكل دوري من قبل دائرة التجارة والصناعة (Department of Trade and Industry (DTI)) لصالح حكومة المملكة المتحدة. ففي عام 2007 كانت المملكة المتحدة تمنح امتيازات في الدورة الرابعة والعشرين للامتيازات البحرية.

تمنح رقع الامتياز المحددة في أيٍّ من دورات الامتياز للمملكة المتحدة، ويترك العارض المهتم لمبادرته لتقييم الرقعة. قد يقوم ذلك على دراسة إقليمية بهدف المضاربة، أنجزت من قبل المستشارين، جعلت ميسّرة لتشترى من قبل المؤلّف، أو بناء على فهم الشركة الشخصي للرقعة، باستخدام المعطيات الإقليمية أو معطيات مشابهة أو أيٍّ من المعلومات المتوفرة في القطاع العام (public domain).

قد تكون الدعوة إلى تقديم العروض ليست للاستكشاف في المساحة. فمثلاً، كانت بعض الرقع الممنوحة من قبل سوناتراك (Sonatrach)، ممثلة الحكومة الجزائرية، من أجل الحقول التي لها سنوات عديدة قيد الإنتاج. في هذه الحالة، تمّ تزويد العارضين المحتملين بما يعادل مذكرة معلومات (Information Memorandum (IM)). تتضمن هذه المعلومات كلاًّ من المعطيات التقنية للحقل، مثل تاريخ الإنتاج من البئر، وتحديد الاتفاقية التجارية المتوقعة للمشاركة من أي مساهم أجنبي. دُعي المساهمون إلى تقديم خطة تطوير مباشرة لزيادة استعادة الحقل فوق الحالة الأساسية. منحت الشروط التجارية جزءاً من الإنتاج الزائد للمساهم كعنصر ربح لمساهمتهم.

2 ـ 2 **الدوافع وصيغة العرض** Motivation and form of bid

إن دوافع الحكومة لمنح فرصة استكشاف في رقعة، هي لتشجيع المساهمة بصيغة نشاطات استكشافية، مثل إجراء مسح سيسمي وحفر استكشافي، بهدف التطوير فيما لو كان الاستكشاف ناجحاً. قد تشكّل علاوة توقيع (signature bonus) جزءاً من ملف العرض. إن الهدف الرئيسي لشركة النفط هو اكتشاف هيدروكربون تجاري ممكن أن تجني أرباحاً منه، بتطوير لاحق، ولذلك تعتبر ربحية الرقعة مع تكاليف الاستكشاف والتطوير المستقبلي. حسابات المجازفة ـ المكافأة هذه مغطاة في الفصل الثالث.

قد تحوي الدعوة إلى تقديم العروض تحديداً لصيغة العرض المطلوبة مع الشروط المالية القابلة للتطبيق في أي تطوير لاحق. قد يتطلب العرض برنامج عمل (work programme) أصغرياً مؤلّفاً من الحصول على معطيات سيسمية وعدداً أصغرياً من الآبار. مثلاً، 2000 كيلومتر من التسجيلات السيسمية ثنائية البعد وأربعة آبار. يمكن طبعاً للعارض أن يلتزم بحرية بأكثر من الحد الأدنى، وسيحسن التزاماً أثقل من تنافسية العرض.

من المعتاد إضافة علاوة توقيع إلى برنامج العمل المقدم، في العديد من المناطق، خاصة تلك التي تطبق اتفاقيات مقاسمة الأرباح PSAs. هذا وعد بتقديم مبلغاً نقدياً من العارض الناجح للحكومة عند منح الرقعة. قد يشار إلى علاوة توقيع أصغرية في دعوة تقديم العروض، لكن هذا العنصر من ملف العرض هو أيضاً خيار يقدم من العارض. في الأطوار الأولى من الاستكشاف في حوض، حيث خطورة فشل الاستكشاف عالية، تكون علاوة التوقيع عادة عشرات الملايين من الدولارات. مع ذلك، حالما تتمّ الاكتشافات الأولى في المنطقة، يزداد الاهتمام، ويمكن أن ترتفع علاوات التوقيع الممنوحة للرقع التالية القريبة إلى مئات الملايين من الدولارات. من المهم التأكد بأن علاوة التوقيع هذه، تعتبر حال سَوقها، كلفة مفقودة ويجب إضافتها إلى كلفة الاستكشاف. وليست كلفة تقتطع عند حساب الضريبة على الأرباح المستقبلية.

للعطاء موعد نهائي، بعده تفتح الحكومة العروض المقدّمة، أو شركة النفط الوطنية الممثلة لها. قد يتم هذا علناً أو الأكثر شيوعاً، وراء أبواب مغلقة. قد تعلن العروض الفائزة، أو قد تبقى سرية، يعتمد ذلك على الدولة. يكون المعيار الذي تقارن به العروض عادة هو القيمة الإجمالية لملف العرض ـ مجموع برنامج العمل وعلاوة التوقيع. طبعاً، عندما يكون مجموع القيم للمتنافسين متقاربة، تحتاج الحكومة إلى تقرير الوزن النسبي في المواقع بناء على برنامج العمل مقابل المبلغ النقدي الممنوح كعلاوة توقيع. لا يكون الوزن دوماً واضحاً للعارضين. الاعتبارات الأخرى التي تأخذها الحكومة بعين الاعتبار هي الكفاءة التقنية للعارضين، والسمعة العامة، وأية علاقات فعالة قائمة وأية أسباب استراتيجية تدعو الحكومة إلى تشجيع داخلين إلى المنطقة.

قد تعلن تفاصيل العروض الناجحة للعموم وتنشر، قد تكون جزءاً مفيداً من المعلومات لتقديم العروض المستقبلية ومقارنة شيقة لكلّ عارض لعرضه. تعلن في بعض الحالات، كل العروض، في هذه الحالة تكون الحدود التي فاز بها العارض واضحة ـ يأمل العارض طبعاً، أن لا يكون قد عرض سعراً أعلى من المنافس الأقرب بفارق بسيط، وبذلك «يرسو عليه العرض».

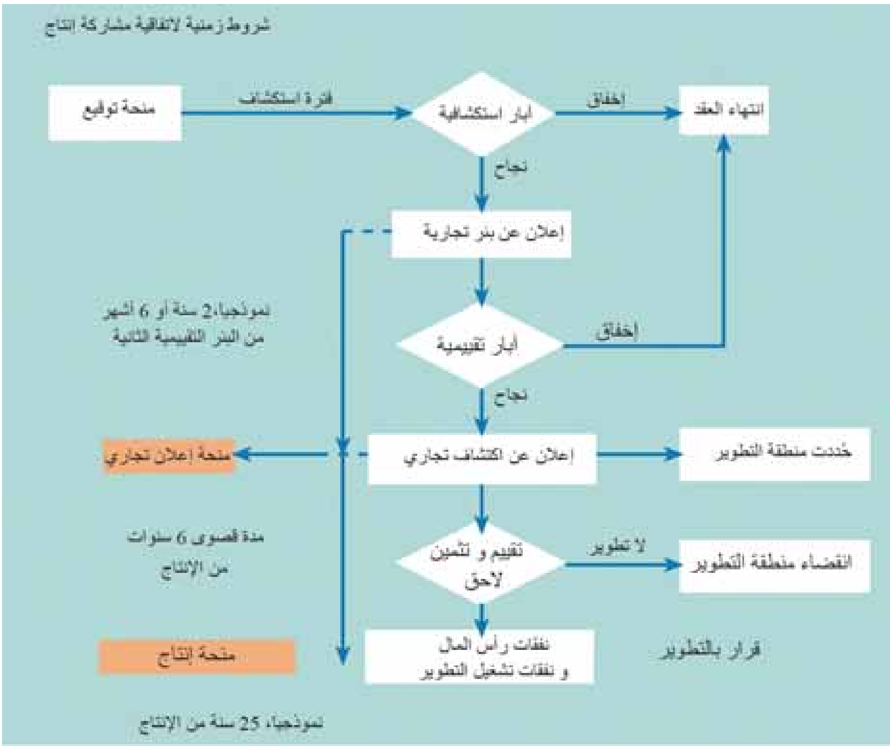
2 ـ 3 **منح الرقعة** Block award

ينتهي العرض الناجح بمنح الرقعة، وإعطاء الحقوق للاستكشاف. وأي علاوة توقيع ممنوحة يجب أن تحصّل من قبل الحكومة. يوجد غالباً تتابع موصوف سلفاً للوقائع يملي مواعيد إجراء برنامج العمل ويعلن الأهمية التجارية للرقعة ـ ويعني بأن الشركة تنوي التقدم أبعد من مرحلة الاستكشاف إلى مرحلة التقييم والتطوير المحتمل للاكتشاف في الرقعة. تحتاج الشركة في هذه الحالة، لتحويل حقوق الاستكشاف إلى حقوق التطوير في الرقعة.

يظهر الشكل (2 ـ 3) مثالاً على مخطّط زمني لاتفاقية مقاسمة الأرباح لتحويل اتفاقية الاستكشاف إلى اتفاقية إنتاج.

يقوم المعيار على القيمة التجارية للبئر على معدل الإنتاج أثناء اختبار بئر مكتشفة، بينما يعتمد إعلان اكتشاف تجاري (Declaration of a Commercial Discovery (DCD)) على برهنة شركة النفط بأن التطوير الاقتصادي مبرر ـ يجب أن يحقق هذا معياراً اقتصادياً داخلياً، سيناقش أكثر في الفصل الرابع عشر. في المثال الوارد لاحقاً بالشكل (2 ـ 3) يجب أن تحصل الحكومة على علاوة عند إعلان الاكتشاف التجاري، وعلاوة أخرى عندما يبدأ الإنتاج من التطوير. الإطارات الزمنية مطبقة نمطياً على الوقائع، الظاهرة أعلاه لاتفاقية مقاسمة الإنتاج بين الشركة والحكومة.

في بعض الحالات، يوجد متطلب للتخلي عن جزء من الرقعة فقط، إذا لم تعلن قيمتها التجارية بعد فترة محددة من الزمن. يظهر الشكل (2 ـ 4) مثالاً على التزام بحفر ثلاثة آبار وإجراء مسح سيسمي ثنائي الأبعاد، بينما يتم التخلي عن أجزاء من الرقعة خلال هذا الزمن.



الشكل (2 ـ 3): مثال على تتابع أحداث في اتفاقية مقاسمة الإنتاج.

2 ـ 4 النظام المالي Fiscal system

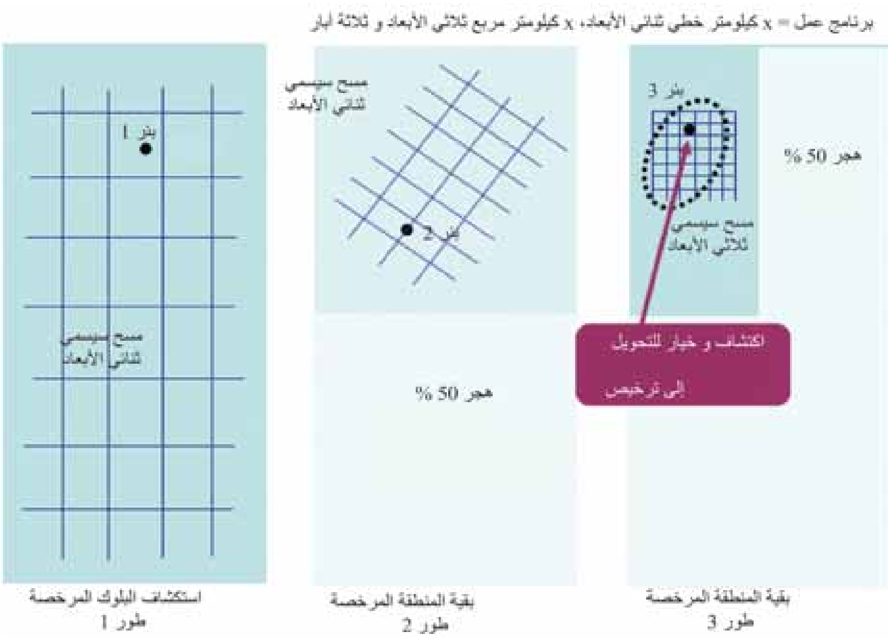
تتضمن الاتفاقية النفطية وصفاً للشروط المالية (fiscal terms) التي تطالب الحكومة بموجبها بحصتها من العائدات خلال فترة الإنتاج. سيقع هذا بشكل واسع في أربع فئات، كما يبدو في الجدول (2 ـ 1).

يوجد ضمن هذه الفئات ما يزيد على 120 نظاماً مالياً مختلفاً في أماكن حول العالم. حوالى 50٪ منها هي اتفاقيات مقاسمة إنتاج و40٪ أنظمة ضريبة وملكية. يُغطى هذان النظامان الأكثر شيوعاً بتفصيل أكبر في الفصل الرابع عشر.

2 ـ 5 الاقتطاع من الداخل والاقتطاع للخارج Farm-in and farm-out

قد تتغيّر المشاركة في الرقعة مع الزمن، لأسباب عديدة. أولاً، قد تختار الحكومة في اتفاقية مشاركة الإنتاج، منح الرقعة لعدة شركات، فارضة تقاسماً مفضلاً ومديراً مسمياً. قد يختار الملزمون، بموافقة الحكومة، المتاجرة بالمقاسمة

الأولى. قد تختار شركة في أي مرحلة من دورة حياة الحقل بتخفيض حصتها في الرقعة ببيع جزء لشركة أخرى ـ يدعى هذا الاقتطاع إلى الخارج (farming-out). يقال بأن الشركة التي تقبل الحصة قد اقتطعت من الداخل (farmed-in). قد يكون الاقتطاع للخارج مقابل مبلغ نقدي أو التجارة بمصلحة أخرى.



الشكل (2 ـ 4): مثال على خطوات إنضاج رقعة امتياز للاستكشاف.

يمكن لشركة أن تقتطع للخارج إذا لم تستطع جمع المال اللازم للتطوير، أو إذا رغبت بتخفيض مساهمتها في المشروع، لأنها تعتبر أن موقع المشروع يمثل خطورة.

الجدول (2-1): فئات واسعة للأنظمة المالية

النظام المالي	الشروط العامة
الضريبة والملكية	تسَوق الشركة الملكية كجزء من الإنتاج الكلّي والضريبة على الأرباح الصافية
اتفاقية مشاركة الإنتاج	تستلم الشركة الكلفة الكلّية مستعادة من الإنتاج وحصة من دخل النفط الباقي.
العامل R	تسَوق الشركة معدل ضريبي الذي هو تابع لمعدل المرتجع من المشروع (يعرف كإيرادات (revenues) تراكمية/ المصروف التراكمي)
اتفاقية الخدمة	تستلم الشركة تعويضاً لقاء الخدمة أو الخبرة المقدّمة.

يوجد سوق نشطة بتجارة ملكية الممتلكات النفطية والغازية، لأن الشركات تعدل محافظها لتعادل مسار مجازفتها المطلوبة أو ميزانيتها المتوفرة.



الشكل (2 ـ 5): تطوير الحقل في سبيندلتوب، بولاية تكساس، في أوائل الـ 1900.

2 ـ 6 التوحيد وتحديد حقوق الملكية Unitisation and equity determination

لقد رأينا كيف تحدد الرقع بنظام الشبكة. لسوء الحظ، لا تحصر الطبيعة حقل الهيدروكربون بانتظام الشبكات المفروضة، ومن المألوف أن يمتد الحقل على رقعتين أو أكثر، عادة مملوكة بمجموعات مختلفة. في الأيام الأولى من تطوير حقل، الطريقة الأسهل لتحديد حقوق الاستكشاف والحفر التطويري كانت في حصر برج الحفر على حدود الرقعة.

بفرض أن الآبار حفرت شاقولياً، يجب أن يكون موقع قاع البئر ضمن رقعة المالك. مع ذلك قد يكون الإنتاج من الرقعة المجاورة. لذلك سيكون في مصلحة مالك امتياز الرقعة أن يوقع آبار الإنتاج على محيط رقعته وأن ينتج بشكل عدواني، وهكذا يستنزف الرقعة المجاورة بدون اهتمام بالثأر من قبل جاره. يؤدي هذا إلى حالات شبيهة بتلك الظاهرة في سبيندلتوب، بتكساس في أوائل الـ 1900 (الشكل 2 ـ 5).

بالرغم من الجور الواضح لهذا التدبير، فإنها تقود أيضاً إلى نفقات تطوير الحقل وإدارة الخزّان بشكل تحت مثالي بشدة. للتغلب على هذا، تصرّ معظم الحكومات على أن الحقل «موحّد unitised» وأن يعامل كوحدة لغايات التطوير. يسمي المالكون أو الحكومة مديراً، ويجب تخطيط التطوير على الخواص الفيزيائية للحقل، بدون تأثير الملكية. يحدد تقاسم نفقات التطوير وتدفق النقد الصافي الناتج بتحديد حقوق الملكية التي يملكها أصحاب امتياز الرقع التي يمتد فيها الحقل.



الشكل (2 ـ 6): **خيارات لأساس حقوق الملكية.**

تتمّ مناقشة أساس تحديد حقوق الملكية بين أصحاب الرقعة (الشكل 2 ـ 6). يمكن أن يكون هذا الأساس:

- الامتداد المساحي للتراكم، كما هو مرسوم إلى تماس الهيدروكربون ـ الماء.
- الهيدروكربون المتواجد أولاً في المكان.

• الهيدروكربون القابل للحركة والمتواجد أولاً في المكان.
• الهيدروكربون القابل للاستخراج والمتواجد أولاً في المكان.
• الهيدروكربون الاقتصادي القابل للاستخراج والمتواجد أولاً في المكان.

بالانتقال نحو قمة الشكل (2 ـ 6) يصبح أساس تحديد حقوق الملكية تدريجياً أكثر تعقيداً وأطول للتعيين. تتطلب الحالة القصوى للاحتياطي الاقتصادي القابل للاستخراج تقدير كلٍّ من خطة التطوير التقني وكلّ الافتراضات الاقتصادية مثل التكاليف وأسعار المنتج، حتى إلى نهاية حياة الحقل.

يمكن، قبل التطوير، الاتفاق على «تحديد حقوق ملكية اعتبارية» (deemed equity) بين مجموعات حقوق الملكية بهدف تحديد التمويل النسبي لتطوير الحقل. يعاد النظر عادة في الأمر قريباً من زمن الإنتاج عندما يتوفر مزيد من المعلومات من الآبار التطويرية. ثم تجرى تعديلات للتمويل للتأكد من أنّ تكاليف المساهمات الصحيحة للتطوير قد تمّت.

حالما يبدأ الإنتاج وتوفر المزيد من المعلومات عن الخزّان، يصبح واضحاً بأن توزيع حقوق الملكية الأوّلي غير صحيح. إذا شعرت جهة من مجموعات حقوق الملكية بأنه يجب إعادة تنقيح تحديد حقوق الملكية، يجب عندها الدعوة إلى «إعادة التحديد» ويتم اتفاق جديد على تحديد حقوق الملكية. من ناحية ثانية، سيكون هذا تدريب مكلف.

الفصل الثالث

الاستكشاف

Exploration

مقدّمة والتطبيق التجاري: سيبحث هذا الفصل أولاً الشروط الضرورية لوجود تجمع هيدروكربوني. ثانياً، سنرى التقانات التي تستخدمها الصناعة لتحديد مكان تجمّعات الغاز والزيت.

يهدف النشاط الاستكشافي إلى إيجاد حجوم من الهيدروكربون، بحيث تحل محل الحجوم المنتجة. يحدد نجاح الجهود الاستكشافية لشركة إمكانية بقائها في العمل على المدى الطويل.

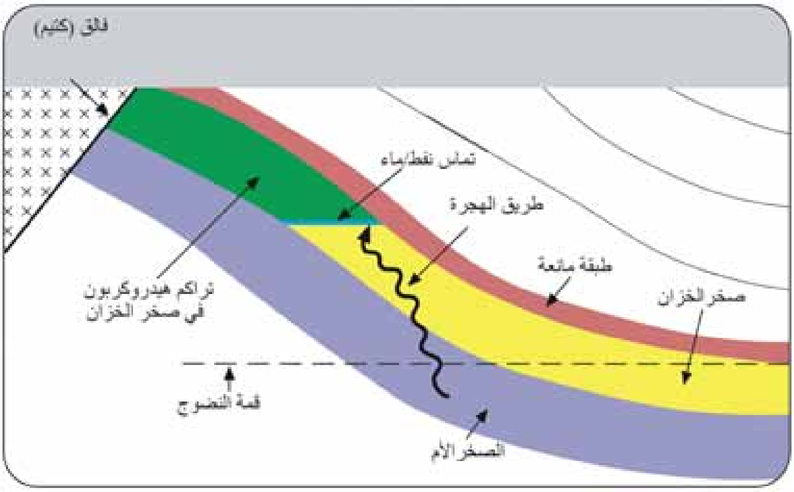
3 ـ 1 **تراكمات الهيدروكربون** Hydrocarbon accumulations

3 ـ 1 ـ 1 **نظرة شاملة** Overview

يجب أن تتحقق عدة شروط لوجود تجمعات الهيدروكربون، كما يبدو في الشكل (3 ـ 1). أولها، وجود منطقة تَوَضُّع فيها تعاقب مناسب من الصخور خلال زمن جيولوجي، وحوض رسوبي (sedimentary basin). وفي هذا التعاقب يجب أن يتوفر محتوى عالٍ من المادة العضوية، الصخر الأم (source rock). ونتيجة الحرارة المرتفعة والضغوط العالية يجب أن تصل الصخور إلى النضج (maturation)، وهو الشرط الواجب توفره لخروج الهيدروكربون من الصخر الأم.

تصف الهجرة (migration) عملية انتقال الهيدروكربون المتولّد إلى نوع من

الرسوبيات المسامية، والصخر الخازن (reservoir rock). تتشكّل مصيدة (trap) للهيدروكربون المهاجر، فقط، إذا كان الخزّان قد تشوّه بشكل مناسب، أو إذا كان قد تدرّج جانبياً إلى تشكّل كتيم.



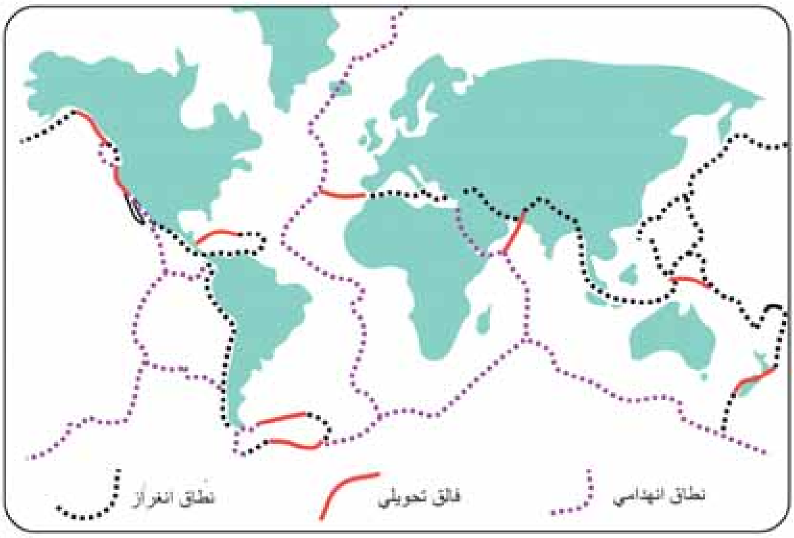
الشكل (3 ـ 1): **تولد الهيدروكربون وهجرته وتجمعه بالمصائد.**

3 ـ 1 ـ 2 **الأحواض الرسوبية** Sedimentary basins

كان أحد المنجزات العلمية في القرن الماضي قبول مفهوم تكتونيك الصفائح (plate tectonics). يقع تحري النظريات الأساسية بالتفصيل خارج مجال هذا الكتاب. بالمختصر، يفترض نموذج تكتونيك الصفائح بأن أمكنة المحيطات والقارات متغيّرة تدريجياً خلال الأزمنة الجيولوجية. تنزاح القارات فوق الجُبّة (mantle) مثل طوف هائل. يظهر الشكل (3 ـ 2) الصورة الشاملة لحدود الصفائح الرئيسية.

يمكن أن تكون السلاسل الجبلية هي المعالم التي تولّدت من حركات القشرة الأرضية، مثل جبال الهيملايا، حيث سبب تصادم القارات انضغاطاً (compression). على العكس، تشكّلت منخفضات البحر الأحمر وحوض انهدام شرق أفريقيا نتيجة حركات تمددية للصفائح (extensional plate movements). يشكّل كلٌّ من نوعي الحركات منخفضات واسعة المدى وتنقل إليها الرسوبيات من المرتفعات المحيطة بها. تدعى هذه المنخفضات

بالأحواض الرسوبية (الشكل 3 ـ 3). قد تصل سماكة الرسوبيات إلى عدة كيلومترات.

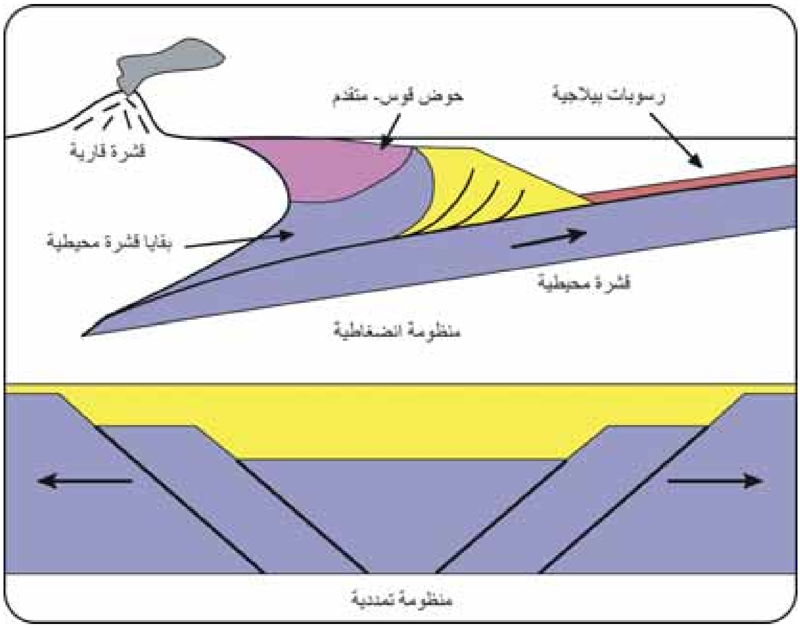


الشكل (3 ـ 2): **تشكّل الصفائح العالمي.**

3 ـ 1 ـ 3 **الصخر الأم** Source rocks

إن حوالى 90٪ من كل المادة العضوية الموجودة في الرسوبات محتواة في الطين الصفحي (shales). يجب أن تتوفر عدة شروط لتوضع الصخور الأم هذه: يجب توفر المادة العضوية، ويجب أن يمنع نقص الأكسجين تحلل البقايا العضوية. يسبب الترسيب المستمر لفترة طويلة من الزمن طمر المادة العضوية.

قد تتألف المادة العضوية بغالبيتها من بقايا النباتات، أو العوالق النباتية (phytoplankton)، ويعتمد ذلك على منطقة الترسيب. هذه العوالق هي طحالب تعيش في الطبقة العليا من المحيطات، وعند موتها تهبط بكميات هائلة إلى قاع البحر. كثيراً ما تؤدي الصخور الأم ذات الأصل النباتي إلى نفط خام «شمعي» (waxy). كمثال على الصخر الأم البحري غضار الكميردجيان (Kimmeridge) الذي ولّد الحقول الكبيرة في بحر الشمال الشمالي. وولّدت فحوم العصر الكاربوني حقول الغاز في بحر الشمال الجنوبي.



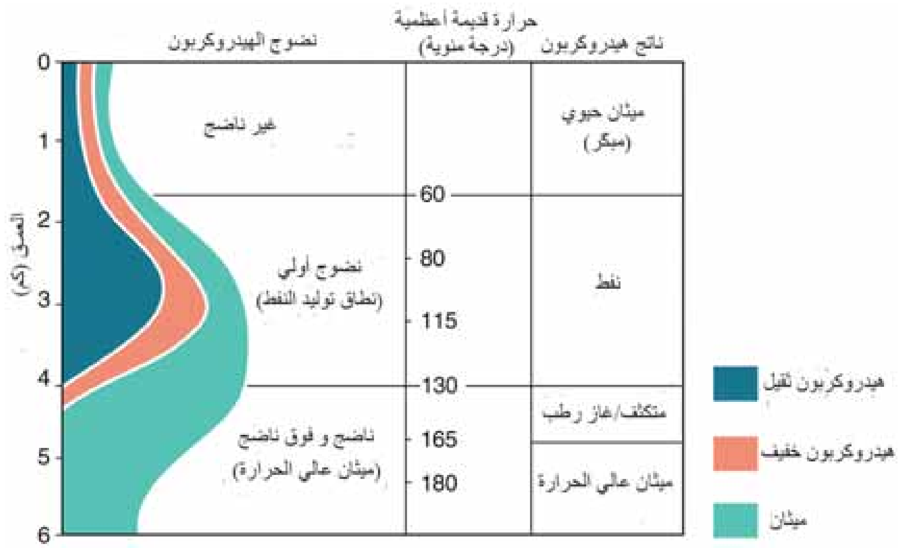
الشكل (3 ـ 3)**: الأحواض الرسوبية.**

3 ـ 1 ـ 4 **النضج** Maturation

يدعى تحويل المادة العضوية الرسوبية إلى نفط بالنضج. إن النواتج النهائية محكومة بتركيب المادة الأولية. يظهر الشكل (3 ـ 4) عملية النضج، التي تبدأ، بالدرجة الأولى بتحويل الكيروجين (kerogen) إلى نفط، لكن بكميات قليلة جداً تحت درجة حرارة 50 درجة مئوية (الكيروجين هو مادة غنية بالعضوية وتنتج الهيدروكربون بالتسخين). عند وجود الكيروجين بتراكيز عالية في الطين الصفحي ولم يتعرض للتسخين إلى درجات حرارة عالية لإطلاق الهيدروكربون منه، فقد يتحول إلى توضعات طين صفحي زيتي (oil shale deposits).

ترتفع درجة الحرارة، بينما تهبط الرسوبيات في الإطار الحوضي. تحدث ذروة تحويل الكيروجين بدرجة حرارة حوالى 100 درجة مئوية. إذا ارتفعت درجة الحرارة فوق 130 درجة مئوية، حتى ولو إلى فترة زمنية قصيرة، يبدأ الزيت الخام «بالتكسر crack» ويبدأ إنتاج الغاز. يظهر الغاز في البداية تركيباً عالي المحتوى من مركبات C4-C10 (غاز رطب ومتكثفات)، لكن مع ازدياد درجات الحرارة يميل المزيج إلى الهيدروكربون الخفيف (C1-C3 وغاز جاف). لمزيد من التفصيل في

تركيب الهيدروكربون (انظر الفقرة 6 ـ 2، الفصل 6). لذلك فإن الحرارة هي العامل الأكثر أهمية للنضج ونوع الهيدروكربون. يعتمد ازدياد الحرارة مع العمق على التدرج الحراري الأرضي (geothermal gradient)، الذي يختلف من حوض إلى آخر. القيمة الوسطية هي حوالى 3 درجات مئوية لكلّ 100 متر عمقاً.



الشكل (3 ـ 4): **نضج الهيدروكربون.**

3 ـ 1 ـ 5 **الهجرة** Migration

يتبع نضج الصخور الأم هجرة الهيدروكربون الناتج من الأجزاء الأعمق والأعلى حرارة من الحوض إلى بنيات مناسبة. الهيدروكربون أخف من الماء، لذلك يميل إلى التحرك نحو الأعلى عبر الطبقات النفوذة (permeable).

تمّ التعرف على مرحلتين في عملية الهجرة. خلال الهجرة الأولية (primary migration) تؤدي العملية الفعلية لتحويل الكيروجين إلى تشقق مجهري للصخور الأم الكتيمة ومنخفضة النفوذية (permeability)، مما يسمح للهيدروكربون بالانتقال إلى طبقات أكثر نفوذية. في المرحلة الثانية للهجرة تتحرك الموائع المتولدة بحركة أكبر على طول سطوح التطبق والفوالق إلى بنية خزّان مناسبة. يمكن أن تحدث الهجرة إلى مسافات جانبية معتبرة قد تصل إلى عدة عشرات من الكيلومترات.

3 ـ 1 ـ 6 **صخر الخزّان** Reservoir rock

قد تكون صخور الخزّان حطامية (clastic) أو كاربوناتية (carbonate). تتألف الأولى من سيليكات، عادة حجر رملي، والأخيرة من حطاميات عضوية الأصل مثل المرجان أو فتات الأصداف. توجد اختلافات مهمة بين نوعي الصخور مما يؤثّر في نوعية الخزّان وتفاعله مع الموائع المتدفقة عبرها.

إن الكوارتز (SiO_2) هو المركب الرئيسي لخزّانات الحجر الرملي (خزّانات الحطاميات السيليكاتية siliciclastic reservoirs). وهو ثابت جداً من الناحية الكيميائية ولا يتغيّر بسهولة بتغيّرات الضغط والحرارة أو بحموضة موائع المسام. يتشكّل خزّان الحجر الرملي بعد نقل حبيبات الرمل إلى مسافات كبيرة وترسبها في بيئات ترسيبية خاصة.

يوجد صخر الخزّان الكاربوناتي (carbonate reservoir)، عادة في مكان التشكّل (في المكان). تتأثر الصخور الكاربوناتية بتغيّرات عمليات النشأة المتأخرة (diagenesis).

تملأ المسام بين مركبات الصخر، مثلاً: حبيبات الرمل في خزّان رملي، أولاً بماء مسامي (pore water). يحل الهيدروكربون المهاجر محل الماء وهكذا يملأ الخزّان تدريجياً. حتى يكون الخزّان فعّالاً، يجب أن تكون المسام متصلة ببعضها البعض لتسمح بالهجرة، ولتسمح بالتدفق نحو البئر حالما يفتح في التشكّل. يطلق في مصطلحات حقول النفط تعبير المسامية (porosity) على الفراغ المسامي. تقيس النفوذية قابلية الصخر للسماح بتدفق المائع خلال منظومة المسام. يطلق على صخر الخزّان الذي فيه بعض المسامية، لكن نفوذية منخفضة جداً يصعب معها تدفق المائع اسم «متراص (tight)». سنفحص في الفقرة (6 ـ 1) من الفصل 6، خواص صخور الخزّان وتوزعها الجانبي بالتفصيل.

3 ـ 1 ـ 7 **المصائد** Traps

تكون كثافة الهيدروكربون، عادة أقل من كثافة ماء التشكّل. لذا فإن لم يكن هنالك آلية في المكان لوقف هجرته نحو الأعلى فإنه سوف يتسرب أخيراً إلى السطح. يمكننا في بعض مسوح قاع البحر في بعض المناطق البعيدة عن الشاطئ، كشف ما يشبه الفوهات (ثقوب) التي تقدم شاهداً على هروب الزيت والغاز إلى السطح. يفرض أنه خلال الزمن الجيولوجي فقدت كميات

كبيرة من الهيدروكربون بهذه الطريقة من الأحواض الرسوبية.

يوجد ثلاثة أشكال أساسية من المصائد، كما في الشكل (3 ـ 5)، وهي:

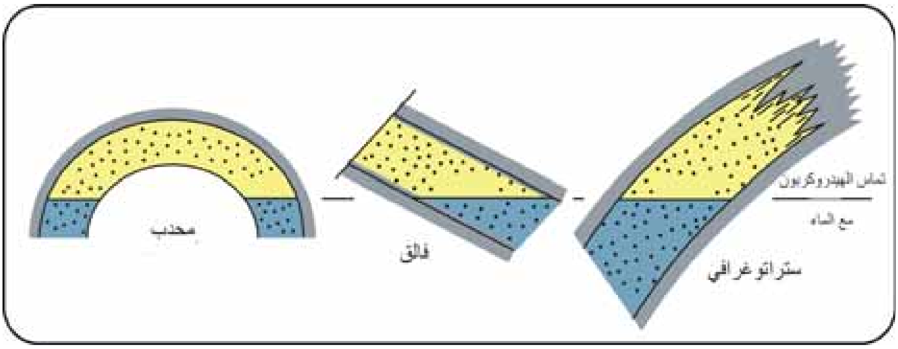
- مصائد محدبية (anticlinal traps) وهي نتيجة تشوهات لدنة في قشرة الأرض.
- مصائد فالقية (fault traps) وهي نتيجة تشوهات قصفة في القشرة الأرضية.
- مصائد ستراتغرافية (stratigraphic traps) حيث تسد طبقات كتيمة الخزّان.

وجد الهيدروكربون، في العديد من حقول النفط والغاز في العالم، في تراكيب محدبية محاطة بالفوالق. يدعى هذا النوع من آلية الاصطياد بمصيدة مركبة (combination trap).

حتى لو وجدت كل هذه العناصر المذكورة حتى الآن في حوض رسوبي فليس بالضرورة تشكّل تراكم. أحد الأسئلة الحرجة في تقدير الأمل هو توقيت الحوادث. يجب أن يسبق تشوّه الطبقات إلى مصيدة مناسبة النضج وهجرة النفط. يجب أن يبقى غطاء الخزّان الكتيم سليماً عبر التاريخ الجيولوجي. إذا حدث «تسرب (leak)» أحياناً في الماضي فستصادف البئر الاستكشافية كميات قليلة فقط من الهيدروكربون المتبقي. على العكس، فإن غطاءاً كتيماً مثل فالق قد يكون تطور مبكراً في تاريخ الحقل ومنع هجرة الهيدروكربون إلى التشكّل.

في بعض الحالات قد تكون البكتيريا فككت حيوياً النفط (biodegraded)، أي دمّرت الجزء الخفيف. لقد تغيّر العديد من التجمعات الضحلة بهذه العملية. كمثال التجمعات الكبيرة للزيت الثقيل في فنزويلا.

بالنظر إلى كلفة مجازفات الاستكشاف، فمن الواضح أنه سيبذل جهد كبير لتجنب الإخفاق. ستشارك فروع معرفية متنوعة في ذلك مثل، الجيولوجيا والجيوفيزياء والرياضيات والجيوكيمياء لتحليل منطقة مأمولة. مع ذلك، وفي المتوسط وحتى في المناطق الناضجة جداً حيث جاري الاستكشاف لسنوات، فإن كلّ ثالث بئر استكشافية ستصادف كميات ضخمة من الهيدروكربون. ففي المناطق «التجريبية (wildcat)» الحقيقية، أي الأحواض التي لم تحفر سابقاً، فإن كل بئر عاشرة تكون ناجحة.



الشكل (3 ـ 5): آليات الاصطياد الرئيسية.

3 ـ 2 طرائق الاستكشاف والتّقنيات Exploration methods and techniques

تهدف أي مجازفة استكشافية إلى إيجاد كميات جديدة من الهيدروكربون بكلفة منخفضة وفي فترة زمنية قصيرة. إن ميزانيات الاستكشاف في منافسة مباشرة مع فرص الكسب. إذا أنفقت شركة مالاً لإيجاد النفط أكثر مما تنفقه لشراء الكمية المعادلة من السوق فهنالك حافز ضئيل لمتابعة الاستكشاف. على العكس، فالشركة التي استطاعت إيجاد احتياطي بكلفة منخفضة فلديها هامش منافسة مهم لأن باستطاعتها انجاز المزيد من الاستكشاف وإيجاد خزّانات وتطويرها بربحية (profitability) أعلى، ويمكنها استهداف مكامن صغيرة وتطويرها.

حالما يتم اختيار منطقة للاستكشاف، يبدأ مسلسل النشاطات التقنية المعهود لتحديد الحوض. يكون وضع خريطة شواذ الجاذبية (gravity anomalies) وخريطة شواذ المغنطيسية (magnetic anomalies) أول طريقتين للتطبيق. ففي كثير من الحالات، تكون هذه المعطيات متوفرة في القطاع العام أو يمكن شراؤها كمسح عام. يتبع ذلك، الحصول على شبكة مسح سيسمي (seismic survey) ثنائي الأبعاد (2D) متباعد، يغطي منطقة واسعة ليتم تحديد «مرشدات (leads)»، أي مناطق تظهر تشكيلاً يُحتمل احتواؤه على تراكم نفطي (ستناقش الطرائق السيسمية (seismic methods) بشكل مفصل في الفقرة التالية). طبقت حديثاً تقنيات الكهرومغنطيسية (electro-magnetic techniques) في هذه المرحلة للمساعدة في تخطيط الأحواض والتعرف على احتمال وجود تراكمات نفطية. ينبثق عن ذلك فكرة استكشافية خاصة، قد تكون أحياناً فردية أو جماعية. لأنه في هذه المرحلة يتوفر عدد قليل من الحقائق للحكم على جدارة هذه الأفكار

التي يشار إليها كـ «تمثيلية (play)». سيدمج العديد من التحريات (investigation) التفصيلية لتحديد «مكمن (prospect)»، أي تشكّل تحت سطحي مع احتمالية مقبولة لاحتوائه على العناصر الكلّية لتجمع نفطي، تحديداً: صخر أم، نضج، هجرة، صخر خازن ومصيدة.

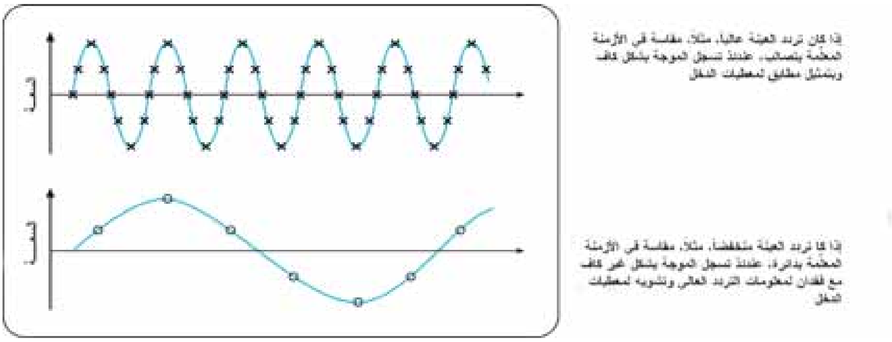
أخيراً، إن الحفر فقط هو الذي سيبرهن صحة الفكرة. وعليه، تحفر بئرٌ «تجريبية» في منطقة بدون سابق تحكّم أو معرفة بالبئر، وقد تؤدي الآبار إلى اكتشاف نفط وغاز، أو تصل إلى نطاق حامل للماء أو مكمن مائي (aquifer) وفي هذه الحالة يطلق عليها اسم «جافة (dry)».

يكمن في النشاطات الاستكشافية تخريب للبيئة، فقطع الأشجار للتحضير لمسح سيسمي قاري قد ينتج منه تعرية تربة قاسية في السنوات القادمة. بعيداً عن الشاطئ، قد تدمر بشكل دائم المنظومات البيئية (ecological system) الهشّة مثل الأرصفة والحيود البحريّة (reefs) من بقع الزيت الخام أو كيمياويات الطَفلِة (mud). تقوم الشركات عالية الشعور بالمسؤولية بتقييم الوقع البيئي (environmental impact assessment (EIA)) قبل تخطيط النشاط وترسم خطط طوارئ في حال وقوع حادث. سيتم تقديم وصف مفصل للاعتبارات الصحية والسلامة والبيئية في الفصل الخامس.

3 ـ 2 ـ 1 **مقدّمة للطرائق الجيوفيزيائية** Introduction to geophysical methods

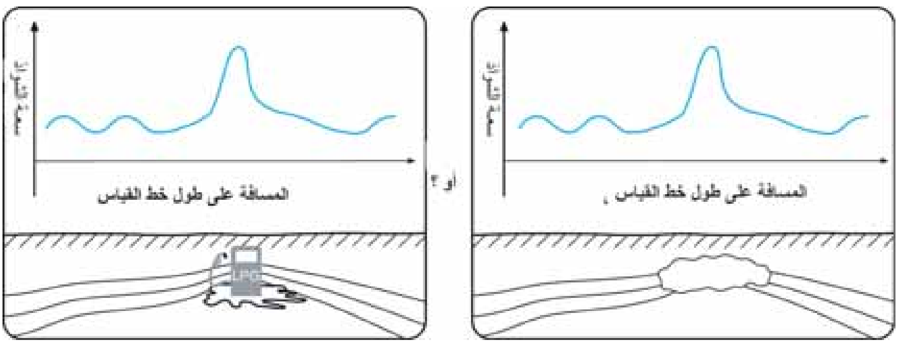
توجد طرائق مسح جيوفيزيائية متعددة تطبق بشكل روتيني في البحث عن التراكمات النفطية الكامنة. تستجيب الطرائق الجيوفيزيائية لتغيّرات الخواص الفيزيائية لما تحت سطح الأرض، بما فيها الصخور والموائع والفجوات (voids). وتحدد الحدود التي تتغيّر عبرها الخصائص. تؤدي هذه التغيّرات إلى ظهور شواذ بالنسبة إلى قيمة الخلفية، وهذه الشواذ هي الهدف الذي تسعى إليه الطرائق.

يسمح قياس تغيّرات قوة الإشارة على طول خطوط شبكة تخطيط، برسم خريطة مكانية للشواذ. يجب الحذر وتجنب «الانتحال (aliasing)» المكاني، أي فقدان معلومات التفاصيل الدقيقة نتيجة جمع المعطيات (data) من عدد قليل فقط من محطات القياس (الشكل 3 ـ 6). يلعب الزمن والميزانية أحياناً دورهما في هذه المرحلة.



الشكل (3 ـ 6): فقدان المعلومات نتيجة استخدام عدد قليل من القياسات.

من المهم تذكر بأن مجرد الحصول على المعطيات ومعالجتها لا تضمن نجاح المسح، المعلومات لا تكافئ المعرفة. يجب أن يجرى تفسير المعطيات الجيوفيزيائية دوماً في إطار جيولوجي سليم. غالباً ما تستخدم عدة طرائق لتكميل بعضها البعض أو تستخدم للاقتران بفروع معرفية أخرى لتطوير نموذج جيولوجي ذي معنى يستطيع تفسير الشواذ الملاحظة. يساعد هذا على تقليل الشكوك ولتأكيد مبدأ «التكافؤ (equivalence)» أو «التعددية (non-uniqueness)» حيث يمكن نمذجة شاذ واحد بعدة طرائق (الشكل 3 ـ 7).



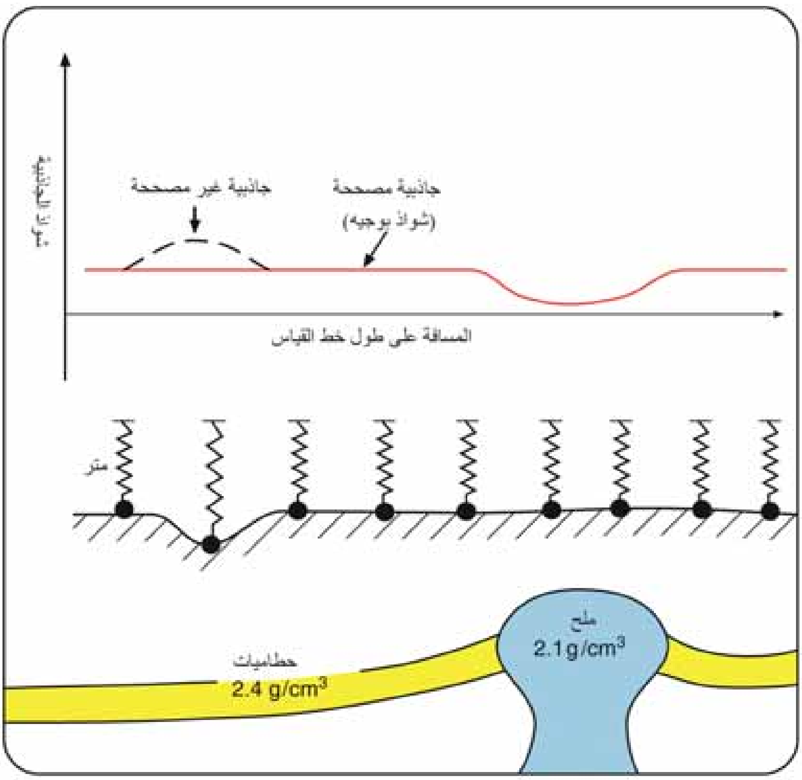
الشكل (3 ـ 7): تفسيرات بديلة لبعض الشواذ.

3 ـ 2 ـ 1 ـ 1 **المسوح الجاذبية** Gravity surveys

تقيس طريقة الجاذبية التغيّرات الصغيرة في الحقل الجاذبي الأرضي المسبّبة من تغيّرات الكثافة (density) في البنيات الجيولوجية. إن أداة القياس هي ميزان

ذو نابض معقّد صمّم للاستجابة على مجال عريض من القيم. يؤدي التأرجح في الحقل الجاذبي إلى ظهور تغيّرات في طول النابض، يمكن قياسها (نسبة إلى قيمة في محطّة مرجع (base station)) في محطات متعددة على طول مسار (profile) لشبكة ثنائية البعد 2D. تصحح هذه القياسات لموقع خط العرض وارتفاع محطّة القياس لتحديد شواذ «بوجيه (Bougeur)» (الشكل 3 ـ 8).

سمح تطوير تقنية المسح الجاذبي الجوي أو التثاقلي بمسح المناطق متعذرة الدخول وأحواض أكبر بكثير مما هو ممكن عملياً بأدوات المسح القاري.

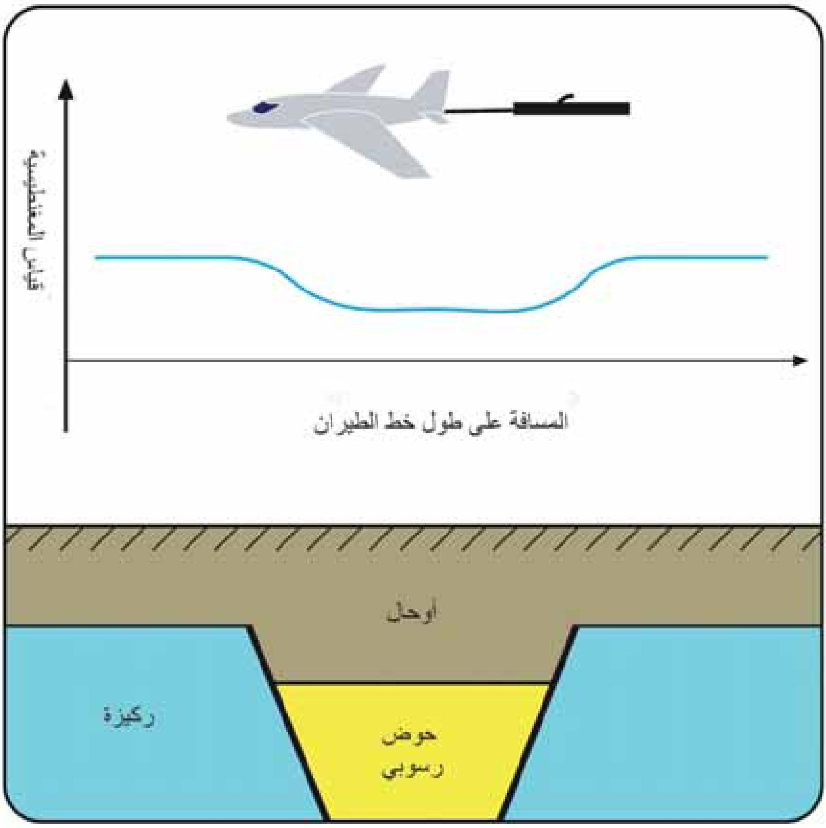


الشكل (3 ـ 8): **مبدأ المسح الجاذبي (التثاقلي).**

3 ـ 2 ـ 1 ـ 2 **المسوح المغنطيسية** Magnetic surveys

تقيس الطريقة المغنطيسية التغيّرات في الحقل المغنطيسي الأرضي المسبّبة من تغيّرات الخواص المغنطيسية للصخور. خصوصاً، إن صخور الركيزة

(basement) والصخور النارية عالية المغنطة نسبياً. إذا كانت قريبة من السطح تؤدي إلى ظهور شواذ قصيرة الموجة وعالية السعة (amplitude) (الشكل 3 ـ 9). إن الطريقة مطبّقة جوياً (من الطائرة أو القمر الصنعي)، مما يسمح بالمسح السريع ورسم الخرائط بتغطية جوية جيدة. وكما في المسح الجاذبي يطبّق هذا المسح في بداية مجازفة الاستكشاف.



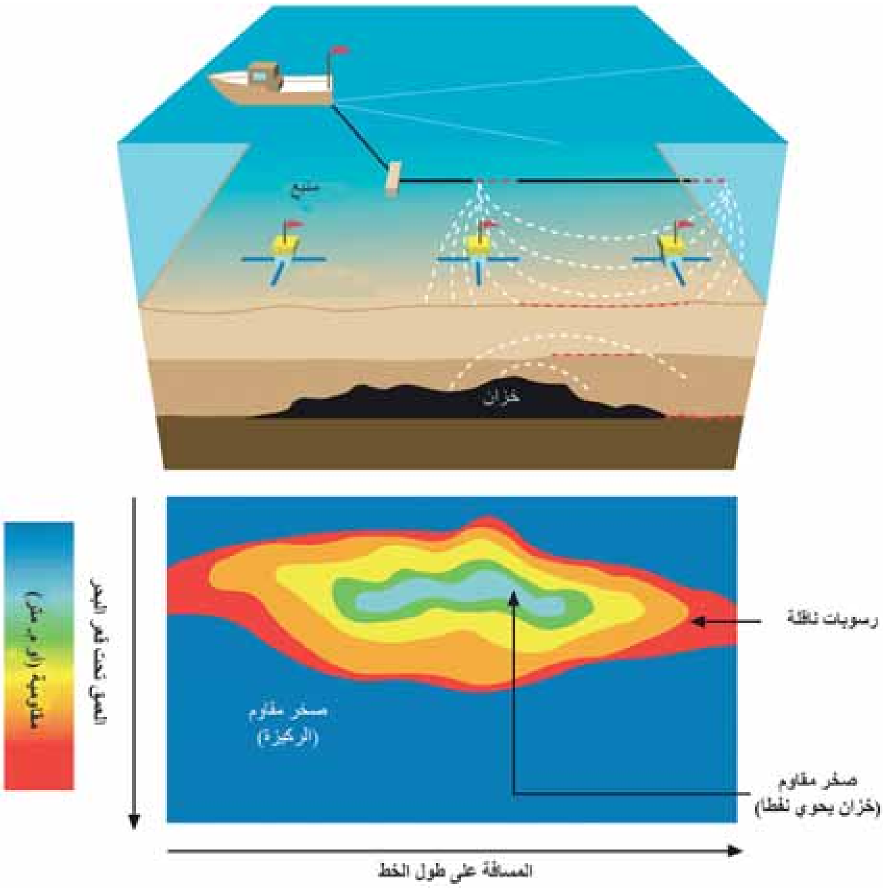
الشكل (3 ـ 9): مبدأ المسح المغنطيسي.

3 ـ 2 ـ 1 ـ 3 طريقة المنبع الكهرومغنطيسي المتحكّم به لمسح قاع البحر Seabed logging CSEM

هذه الطريقة هي تقنية يتحكّم بها عن بعد، تستخدم إشارات كهرومغنطيسية منخفضة التردد تصدر من منبع قريب من قاع البحر (الشكل 3 ـ 10). وتوضع اللواقط وتوضع اللواقط (receiver) على مسافات منتظمة على قاع البحر وتسجل الشواذ

والتشوّه في الإشارة الكهرومغنطيسية المولّدة من الأجسام المُقاومة، مثل الخزّانات المشبعة بالهيدروكربون.

تعمل هذه الطريقة بشكل أفضل في المياه العميقة (أكثر من 500 متراً) في مناطق تتميز بمتتاليات من حجر رملي ـ طين صفحي (خزّانات فتاتية)، وهي مفيدة خاصة في مسح المصائد الكبيرة (مكامن) حيث تكون الطرائق البحرية الأخرى أقل عملية أو اقتصادية. فهي تستخدم بشكل مطرد مسايرة للمعطيات السيسمية لتمييز المحتوى المائع (fluid fill) للصخور الخازنة للمكمن، وهكذا تخفيض المخاطرة وتحسن فرصة النجاح للسماح باستهداف الآبار بطريقة أكثر تطوراً.



الشكل (3 ـ 10): مبدأ طريقة المصدر الكهرومغنطيسي المتحكّم به لمسح قاع البحر.

3 ـ 2 ـ 2 **جمع المعطيات السيسمية ومعالجتها** Seismic acquisition and processing

3 ـ 2 ـ 2 ـ 1 **مقدّمة** Introduction

قاد التقدم في تقنيات المسح السيسمي وتطور خوارزميات معالجة المعطيات السيسمي خلال العقود القليلة الماضية إلى تغيّر طريقة تطوير الحقول وإدارتها. فمن كون المسح السيسمي وسيلة مركّزة، بشكل سائد على الاستكشاف، تقدمت لتصبح واحدة من أكثر الطرائق فعالية في اختيار أمثل لإنتاج الحقول. في حالات عديدة سمحت المعطيات السيسمية للمشغلين بتمديد حياة الحقول «الناضجة» لعديد من السنوات.

يشمل المسح السيسمي توليد أمواج صوتية (sound waves) تنتشر عبر صخور الأرض إلى الخزّان المستهدف. تنعكس الأمواج إلى السطح حيث تسجل بواسطة لواقط وتخزّن للمعالجة (processing). تشكّل المعطيات صورة صوتية لما تحت السطح ويفسرها الجيوفيزيائيون والجيولوجيون.

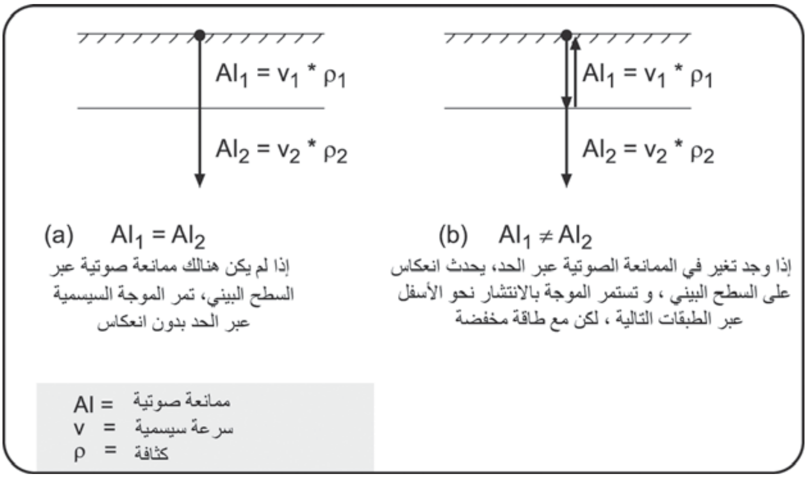
يستخدم المسح السيسمي في:

- الاستكشاف من أجل تخطيط المصائد البنيوية والستراتيغرافية.
- تقييم الحقل وتطويره لتقدير الاحتياطي ورسم خطط تطوير الحقل (FDPs).
- الإنتاج لمراقبة الخزّان مثل حركة موائع الخزّان استجابة للإنتاج.

تتغيّر تقنيات جمع المعطيات السيسمية اعتماداً على البيئة (على الشاطئ أو بعيداً عن الشاطئ) والهدف من المسح. فقد يشمل المسح السيسمي في منطقة استكشاف شبكة غير محكمة من خطوط ثنائية البعد 2D. على العكس، ففي منطقة قيد التقييم، سوف يطلق مسح ثلاثي الأبعاد 3D. ففي بعض الحقول الناضجة قد تقام شبكة مسح ثلاثية الأبعاد دائمة على قاع البحر من أجل مراقبة الخزّان، تدعى محطات قاع المحيط (Ocean Bottom Stations (OBS)) أو كبلات قاع المحيط (Ocean Bottom Cables (OBC)).

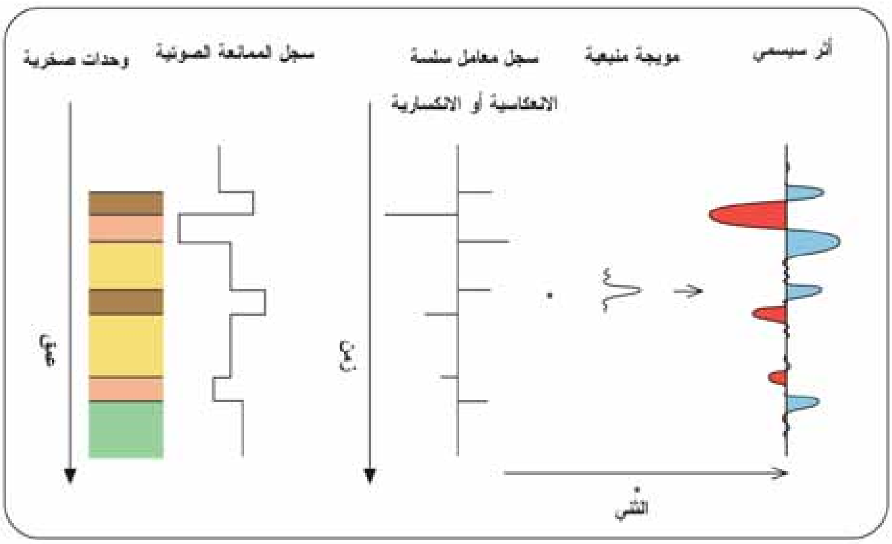
3 ـ 2 ـ 2 ـ 2 **مبادئ المسح السيسمي** Principles of seismic surveying

حددت مبادئ المسح السيسمي في الأسفل بمساعدة الشكل (3 ـ 11).



الشكل (3 ـ 11): تؤدي تغيّرات الممانعة الصوتية (AI) إلى انعكاس الأمواج السيسمية.

تّولد الأمواج السيسمية على السطح (على الشاطئ) أو تحت الماء (بعيداً عن الشاطئ) وترحل تحت سطح الأرض. وتنعكس الأمواج، عائدة إلى السطح، على الحد بين وحدتين صخريتين حيث يوجد تغيّر معتبر في «الممانعة الصوتية» (Acoustic Impedance (AI)) عبر الوحدتين. الممانعة الصوتية هي جداء كثافة صخر التشكّل بسرعة الموجة في صخر معيّن (السرعة السيسمية (seismic velocity)).



الشكل (3 ـ 12): ثني موجة سيسمية منعكسة.

«الثني (convolution)» هي العملية التي تُعَدّل بها الموجة نتيجة مرورها عبر مرشح (filter). يمكن اعتبار الأرض على أنها مرشح يعمل على تغيير مميّزات الصيغة الموجية للموجة الهابطة نحو الأسفل (السعة، الطور، التردد). يمكن بصيغة تخطيطية (الشكل 3 ـ 12) تمثيل الأرض كسجل لممانعة صوتية مع العمق أو كسلسلة من النبضات، تدعى سجل معامل الانعكاس (reflection coefficient log) أو سلسلة الانعكاسية (reflectivity series) ممثلة في المجال الزمني (time domain). عندما تمر الموجة عبر صخور يتغيّر شكلها لينتُجَ أثرٌ موجيٌّ وهو تابع لمويجة المنبع الأصلية ولخواص الأرض.

تسجل خاصتان للإشارة المنعكسة:

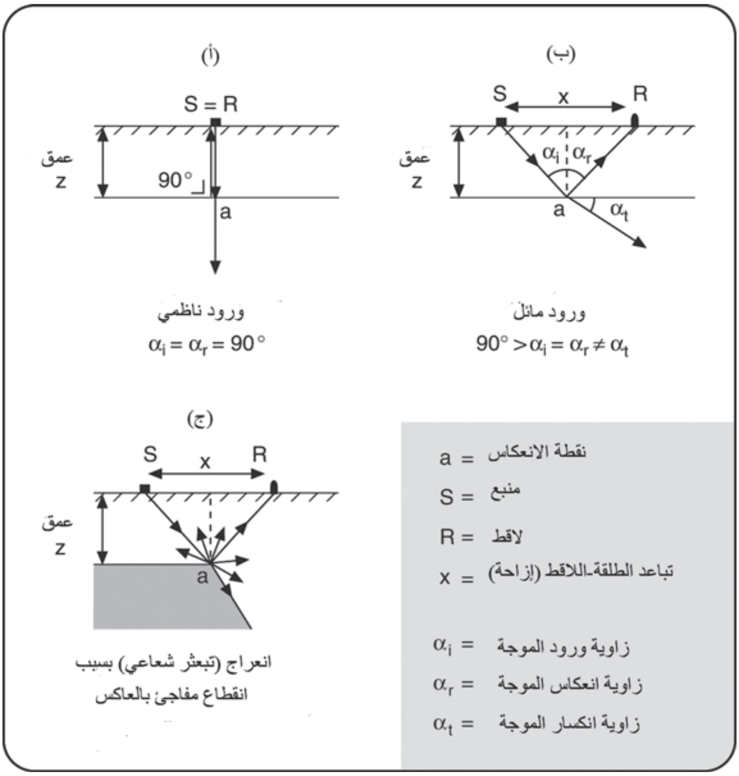
- زمن الانعكاس (reflection time)، أو زمن المسير (travel time)، وهو متعلق بعمق السطح الفاصل، أو «العاكس (reflector)»، وبالسرعة السيسمية في الصخور المغطية.
- ترتبط السعة بالصخر وخواص المائع الموجود ضمن الفاصل (interval) العاكس والعديد من التأثيرات الغريبة التي يجب إزالتها خلال المعالجة.

عند اصطدام موجة بسطح فاصل بورود ناظمي (normal incidence) (الشكل 3 ـ 13 ـ أ) ينعكس جزء من الطاقة عائداً إلى السطح وينفذ جزء من الطاقة. في حالة الورود المائل (oblique incidence) تساوي زاوية ورود الموجة زاوية انعكاس الموجة كما يبدو في الشكل (3 ـ 13 ـ ب). ينفذ جزء من الطاقة إلى الطبقة التالية، لكن هذه المرة بتغيير لزاوية الانتشار.

تظهر حالة خاصة في الشكل (3 ـ 13 ـ ج) حيث يؤدي انقطاع مفاجئ، مثلاً، حافة كتلة فالقية مائلة، إلى «انعراجات (diffractions)» تبعثر شعاعي للطاقة السيسمية الواردة. مثل هذه الحالات الشاذة (artefacts) تعيق تفسير المعطيات السيسمية، لكن يمكن إزالتها أو تخميدها خلال المعالجة (كما سيبين لاحقاً في هذه الفقرة).

إن الزمن الذي تستغرقه موجة للمسير من منبع S لنقطة انعكاس a واقعة على عمق z وعودة للأعلى إلى لاقط R على بعد أو مسافة x فاصلة بين الطلقة واللاّقط، يعطي كنسبة بين مسافة المسير إلى السرعة (الشكل 3 ـ 14 ـ أ). ترتب منظومة جمع المعلومات بحيث يوجد عدد كبير من أزواج طلقة ـ لاقط

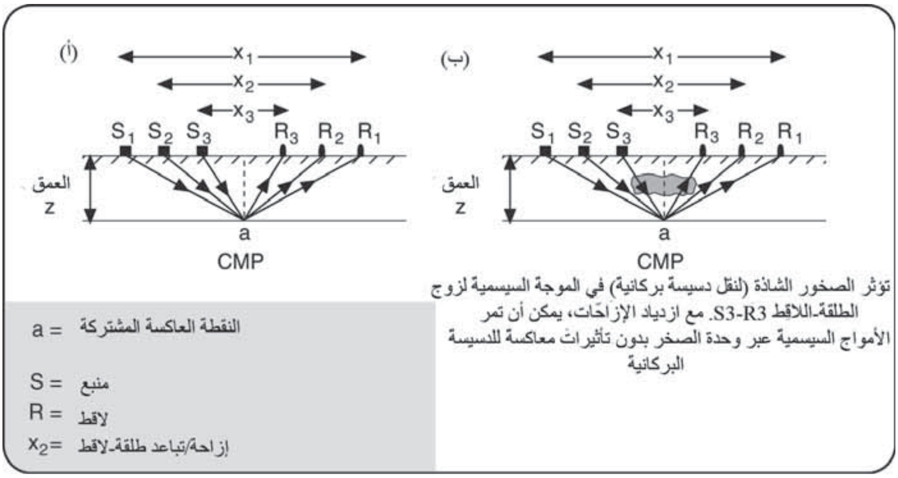
لكلّ نقطة انعكاس تحت السطح، تدعى كذلك «النقطة المتوسطة المشتركة» (common midpoint (CMP)).



الشكل (3 ـ 13): انعكاس الأمواج أثناء الورد الناظمي والمائل.

3 ـ 2 ـ 2 ـ 3 **جمع المعطيات السيسمية** Seismic data acquisition

تقاس أزمنة الانعكاس على أبعاد مختلفة ($x_1, x_2, x_3\ x_n$)، وكلما تباعدت الطلقة واللاّقط الخاصة بنقطة عاكسة تحت السطح يزداد زمن المسير. يدعى الفرق بزمن المسير بين حالة البعد ـ صفر (الورود الناظمي) وحالة البعد غير ـ الصفر (الورود المائل) تصحيح التباعد الأفقي ((normal move out (NMO)) ويعتمد على البعد والسرعة والعمق إلى العاكس. إن جمع المعطيات من نقاط بعد مختلفة، وكذلك بزوايا مختلفة مهم لرسم صورة موافقة لتحت السطح، مثلاً حيث تؤثر الطبقات المتوسطة أو التشكّلات في كمية الطاقة الواصلة إلى الهدف (الشكل 3 ـ 14 ـ ب) أو حيث تؤدي إلى ظهور تغيّرات في السرعة السيسمية.



الشكل (3 ـ 14): **الوضع الهندسي لأبعاد متعددة للمنبع ـ اللاقط.**

تولّد المنابع السيسمية أمواجاً صوتية بإطلاق مفاجئ للطاقة. هنالك أنواع متعددة لتلك المنابع وتختلف بما يلي:

- كمية الطاقة المنطلقة: وهذا يحدد عمق اختراق الموجة النوعي.
- الترددات المتولدة: هذا يحدد «التحليل الشاقولي» النوعي، أو القابلية لتمييز العواكس القريبة كحادثين منفصلين.

هنالك خلط (trade-off) بين الاثنين اعتماداً على أهداف المسح. تتطلب دراسات تراكيب القشرة العميقة أشارات منخفضة التردد قادرة على اختراق ما يزيد على 10 كيلومترات في الأرض، بينما يتطلب المسح الجيولوجي الضحل إشارة عالية التردد ويسمح لها بالتلاشي بعد عدة مئات من الأمتار.

إن المنبع النمطي للمسوح القارية هو منبع رجاج (vibrating source) محمول على شاحنة أو منابع شحنة من الديناميت (dynamite charge) تفجر في حفرة ضحلة. إن المنابع البحرية المعتادة هي المنابع الهوائية مثل المدافع الهوائية (air guns) أو المدافع المائية (water guns) التي تطلق الهواء أو الماء في عمود المياه المحيطة لخلق نبضة صوتية (acoustic pulse). هنالك أيضاً أجهزة كهربائية مثل مولد الشرر (sparker) والهدار (boomer) والمفرقع (pingers) التي تحول الطاقة الكهربائية إلى طاقة صوتية. تولّد الأخيرة عادة طاقة أقل، ولها إشارة عالية التردد أكثر من المنابع الهوائية.

إن اللواقط السيسمية (seismic detectors) هي أجهزة تسجل الدخل (input) الميكانيكي (النبضة السيسمية) وتحولها إلى خرج (output) كهربائي الذي يضخم قبل تسجيله على شريط. تدعى اللواقط على القارة جيوفونات (geophones) وتنظم بشكل تشكّل (spread) على الأرض أو في حفر ضحلة. وعلى البحر تدعى اللواقط هيدروفونات (hydrophones)، وتوزع بتشكّل، فإما أن تجر في الماء خلف القارب أو توضع على قاع البحر في حالة OBC (الشكل 3 ـ 15).

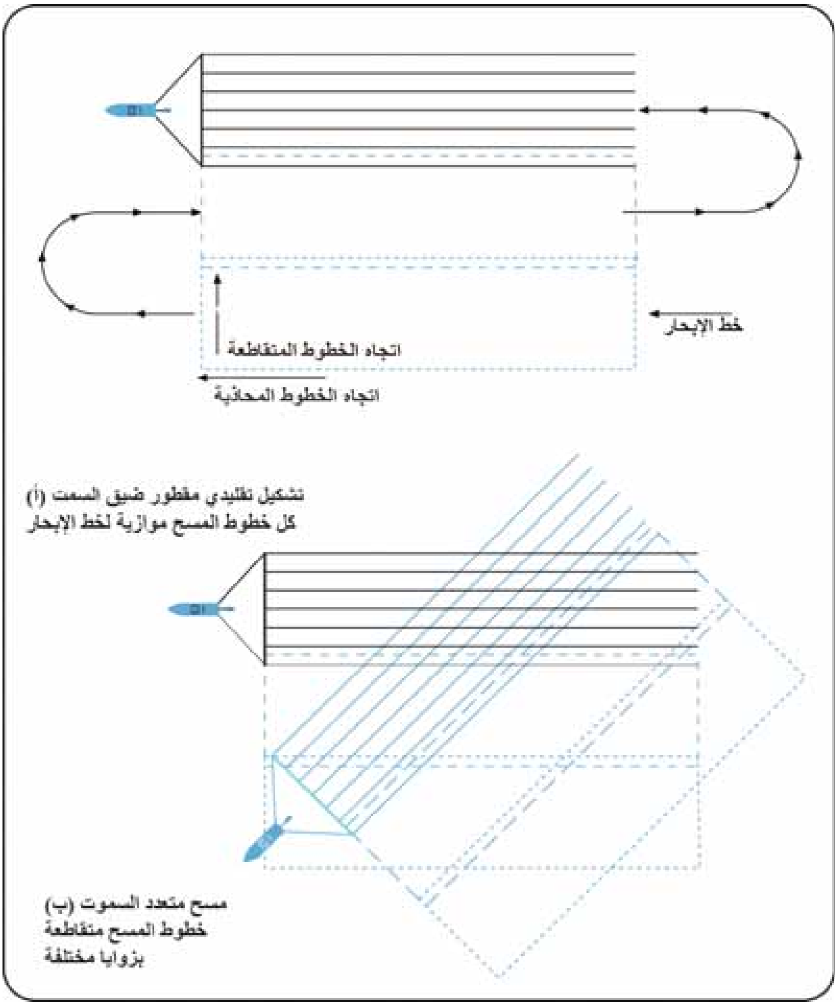
تعتمد هندسة جمع المعطيات (acquisition geometry)، أو تشكّل المنابع واللواقط على أهداف المسح وعلى مميّزات جيولوجية ما تحت السطح واللوجستيك (logistics). يمكن الحصول على المسوح السيسمية على خطوط مستقيمة أو على خطوط متعرجة بأنشوطة مربعة وحتى في مخطّط دائري. أصبحت المسوح متعددة السموت أكثر رواجاً عبر السنوات القليلة الأخيرة. تجمع المعطيات السيسمية على سموت مختلفة (الشكل 3 ـ 16) للسماح بتصوير البنيات بزوايا مختلفة مما يعزز تصوير الجيولوجيا المعقدة، مثل أنماط الفوالق الشعاعية والمناطق المتأثرة بالملح.



الشكل (3 ـ 15): جمع المعطيات السيسمية: سفينة مسح في البحر.

3 ـ 2 ـ 2 ـ 4 **المسح السيسمي البئري** Borehole seismic surveying

يوضع المنبع السيسمي في المسح السيسمي الشاقولي (Vertical Seismic Profiling (VSP)) على السطح وينزل تشكّل اللواقط في البئر. في حال التصوير المقطعي الطبقي البئري (borehole Tomography)، ينزل كلٌّ من المنبع وتشكّل اللواقط في آبار (مختلفة) ويطلق المنبع على أعماق مختلفة (الشكل 3 ـ 17). تستخدم المنابع السيسمية، عادة، ترددات أعلى مما في المسح السيسمي السطحي.



الشكل (3 ـ 16): مبدأ المسح متعدد السموت.

تشمل مزايا التقنيات السيسمية البئرية تحسين التحليل والتخمين أو بدقة أعلى، نمذجة تغيّرات السرعة بين الآبار. علاوة على ذلك، يزال أو يخّمد تأثير الطبقة المجواة القريبة من السطح. نتيجة لذلك يمكن تصوير المعالم الصغيرة والتغيّرات الدقيقة باستمرارية الخزّان بشكل أفضل من استخدام المعطيات السيسمية السطحية التقليدية، التي أثبتت أنها أقوى في تطوير الحقل والتخطيط البئري. وحديثاً، استخدمت للمساعدة في تمييز الرمال الكتيمة الحاوية على الغاز، أو طبقات الفحم الرقيقة الحاوية على الميثان، حيث يمكن أن يكون للمعالم الصغيرة وقع قاتل على توزيع المصادر والاستعادة.

3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 **معالجة المعطيات السيسمية** Seismic data processing

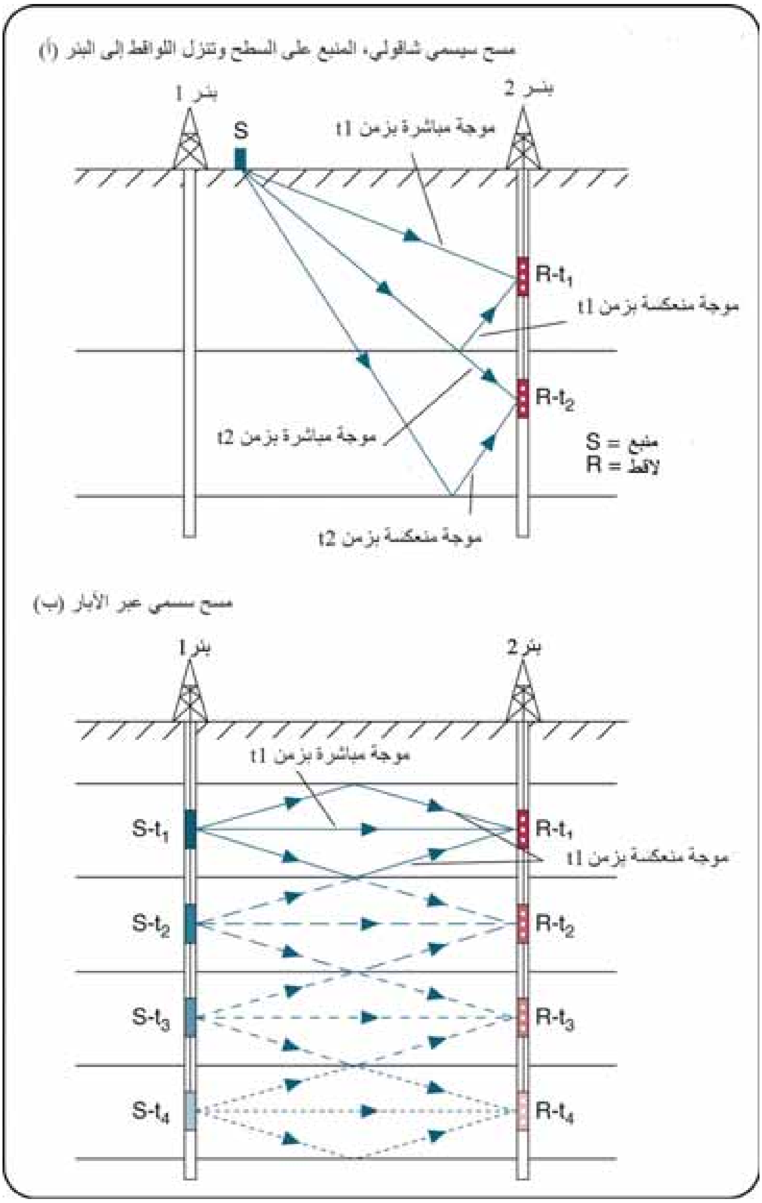
3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 1 **مدخل** Introduction

إن الخطوات الثلاث الرئيسية في معالجة المعطيات السيسمية هي اللاثني (deconvolution)، التكديس (stacking) والتهجير (migration). تطلب عمليات إضافية للتحضير أو تعزيز المعطيات السيسمية قبل أو بعد كل من الخطوات الرئيسية.

يوجد من الناحية النمطية مئات من الآثار في المسح ثنائي الأبعاد وآلاف في المسح ثلاثي الأبعاد. حالما يتم تصنيفها، يجب تطبيق التصحيحات السكونية لتعويض التغيّرات في الليثولوجيا، مثلاً، عند الحصول على معطيات سيسمية في منطقة مغطاة بكثبان رملية. كذلك تصحح «السكونية» التغيّرات في السرعة السيسمية فيما قرب ـ السطح، مثلاً، عند إجراء المسح السيسمي في منطقة مستنقعية.

3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 2 **اللاثني** Deconvolution

المرحلة التالية في المعالجة هي اللاثني. في جوهرها هذا إجراء تصفية معاكسة تزيل أو تُخّمد الإشارات غير المطلوبة. وتهدف إلى انهيار المويجات (wavelets) وجعلها حادة بقدر الإمكان بحيث تماثل نبضة spike (الشكل 3 ـ 18). اللاثني هو عملياً محاولات لإزالة تأثير مرشح (filter) الأرض بإعادة إنتاج الحدود الجيولوجية كسلسلة انعكاسية (reflectivity series).

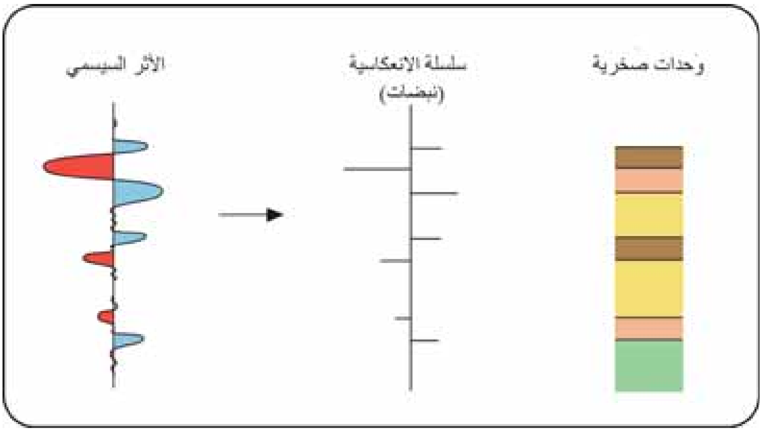


الشكل (3 ـ 17): مبدأ المسح السيسمي البئري.

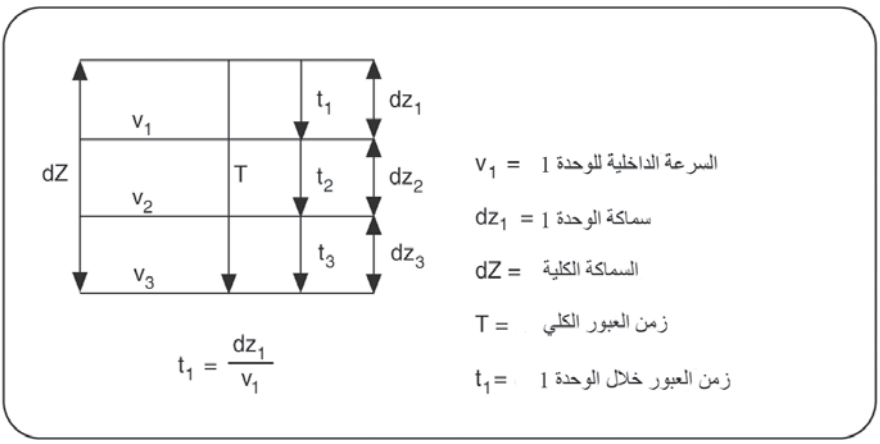
3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 3 تحليل السرعة وتصحيح التباعد الأفقي Velocity Analysis and Normal Moveout Correction (NMO)

أصبح واضحاً من الفقرات السابقة بأن السرعة السيسمية تلعب دوراً هاماً

في المسح السيسمي والمعالجة. إنها الوسيط الوحيد الذي يسمح بتحويل الصورة السيسمية إلى مقطع جيولوجي عمقي. هنالك عدة أنواع من السرعة السيسمية، مثل المتوسط وجذر متوسط المربعات (RMS) والسرعة المجالية (interval velocity). الأولان هما وسطاء إحصائيان فقط، بينما السرعة المجالية أكثر معنى جيولوجياً. ففي حالة الورود الناظمي والطبقة الأفقية هي نسبة السماكة المجالية إلى زمن العبور المجالي، كما هو موضح في الشكل (3 ـ 19).



الشكل (3 ـ 18): **اللاثني.**



الشكل (3 ـ 19): **السرعة المجالية السيسمية.**

وكما هو موضح سابقاً، يوجد في زمن المسير (travel time) بين حالة صفر إزاحة وحالة غير ـ صفر إزاحة لكلّ نقطة متوسطة مشتركة (common mid point) ـ هذه معروفة بـ «التباعد الأفقي». بإظهار الآثار إلى جانب بعضها بعضاً (الشكل 3 ـ 20 ـ أ)، يبدو واضحاً إنه يجب إزالة التباعد الأفقي لكلّ أثر غير ـ صفر الإزاحة قبل جمع الآثار. إن سرعة التكديس هي السرعة السيسمية التي تؤدي إلى أفضل تصحيح لكلّ تباعد أفقي (الشكل 3 ـ 20 ـ ب).

3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 4 **التكديس** Stacking

تجمع كافة الانعكاسات من مختلف الإزاحات المرافقة لنقطة متوسطة مشتركة، أو «تكدس» لتعطي أثراً واحداً لكلّ نقطة متوسطة مشتركة: فيقود هذا إلى تحسين في «نسبة الإشارة إلى الضجيج». تميل الإشارات الناتجة من ضجيج طفيلي للاختلاف بين الآثار المختلفة، ولذلك سوف تلغى أو على الأقل تُخّمد. تميل الإشارات الجيولوجية الصادرة من آثار مختلفة للتشابه، ولذلك تعزز خلال عملية التكديس.

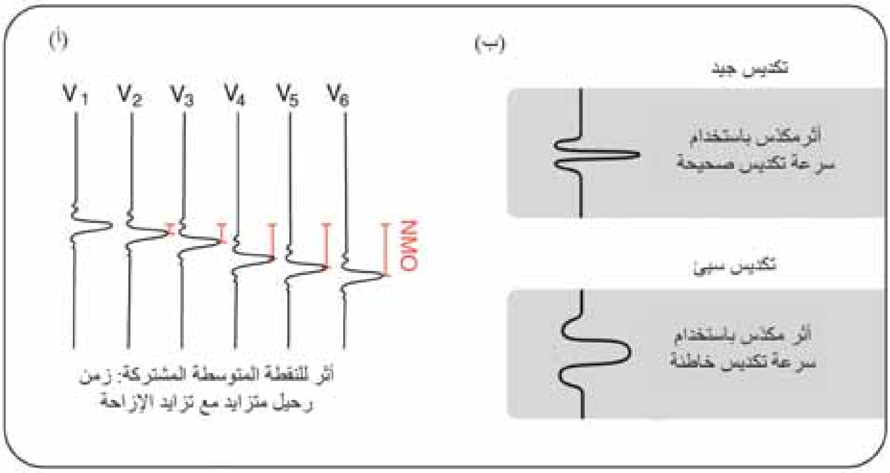
3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 5 **التهجير** Migration

في الحالة المثالية، تصبح المعطيات السيسمية بعد التكديس في الموقع الصحيح ولها السعات الصحيحة. مع ذلك، تسبب الطبقات حادة الميول انعكاسات لتسجل في مواقع على السطح مختلفة عن مواقعها تحت السطحية الفعلية، كما يظهر في الشكل (3 ـ 21). يحدث هذا كذلك، عندما تحدث تغيّرات كبيرة ومفاجئة في السرعة السيسمية.

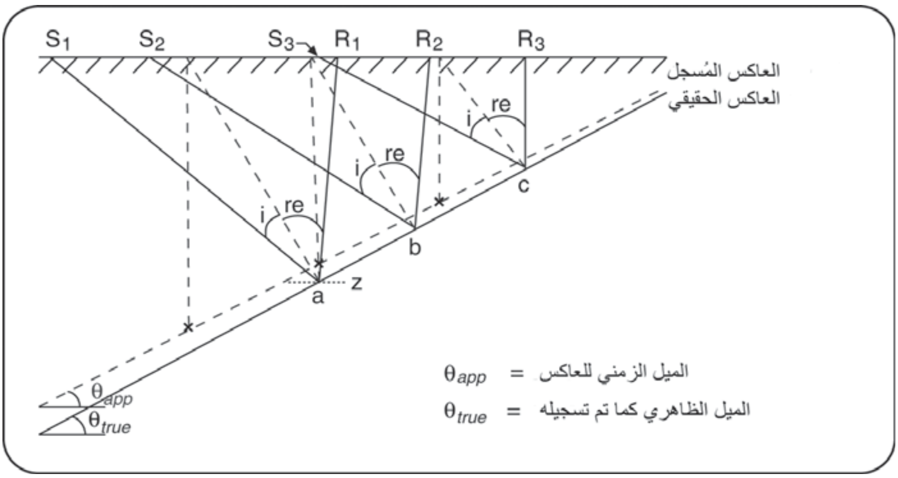
تسقط الموجة الواردة من المنبع في S_1 على نقطة a وعمق z وتنعكس إلى اللاقط في R_1. ففي حالة عواكس أفقية يكون زمن المسير للموجة الواردة مساوياً لذلك للموجة المنعكسة. تسجل النقطة *á* الواقعة على عمق *ź* على السطح كأنها في نقطة *a* ومرتبطة مع العمق *z*، وإن كلاًّ من المكان والعمق *á=a* و *ź=z* صحيحان.

في حالة العواكس حادة الميول يكون زمن المسير للموجة الواردة مختلفاً عن زمن المسير للموجة المنعكسة. في الصورة يكون زمن المسير للموجة الواردة أقل بكثير من زمن المسير للموجة المنعكسة. يؤدي هذا إلى تسجيل a

أعلى من مكانها الحقيقي مع أنزياح في الموقع السطحي $a\neq\acute{a}$، وانزياح في العمق $z\neq\acute{z}$، ويحدث هذا للنقطة b. . . إلخ. يصور الميل الحقيقي (θ_{true}) بشكل خاطئ والميل الظاهري (θ_{app}) ضحلاً.



الشكل (3 ـ 20) : **تصحيح التباعد الأفقي.**



الشكل (3 ـ 21) : **التهجير.**

التهجير هي عملية إعادة الإشارات المنعكسة إلى أماكنها لإظهار الحدث (الحد الجيولوجي أو بنية أخرى) في مكانه الصحيح وفي العمق الصحيح. يوجد

نوعان من التهجير: تهجير قبل ـ التكديس وتهجير بعد ـ التكديس. يشمل الأول تهجير المعطيات السيسمية قبل التكديس، والثاني بعد حدوث التكديس.

إذا كانت الطبقات الجيولوجية أفقية تقريباً والسرعات السيسمية منتظمة، يعطي تهجير زمن بعد ـ التكديس القليل نتيجةً جيدة. إذا كانت السرعات السيسمية متغيّرة قليلاً والميول صغيرة عندئذ يعطي تهجير زمن قبل ـ التكديس حلاً جيداً. في المناطق معقدة البنيات الجيولوجية، مثلاً: تحت الملح أو تحت البازلت، لن تصور أيٌّ من التقنيتين الحدث تحت الملح أو تحت البازلت بشكل صحيح، فتظهر الحاجة إلى تطبيق تهجير العمق قبل ـ التكديس (Pre-Stock Depth Migration (PSDM)).

يتطلب تهجير العمق قبل ـ التكديس قدرة المعالج على رسم نموذج للسرعات السيسمية لما تحت السطح، وهذا يمكن أن يكون بحد ذاته تحدياً. يسمح النموذج المدخل بإعادة العواكس إلى مكانها الصحيح تحت السطح ويصحح الميول الظاهرية إلى الميول الحقيقية.

مع أن تهجير العمق قبل ـ التكديس أداة هامة في تصوير البنيات المعقدة، لكنه عملية مكلفة وتستغرق وقتاً. يطبق هذا التكديس أحياناً فقط عندما تفشل الطرائق الأخرى بإيجاد حل عملي. مع ذلك، مع التقدم في تقنية الحاسوب وقدرات المعالجة من المنتظر أن يصبح اقتصادياً وأكثر جاهزية للتطبيق.

3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 6 **المتكررات** Multiples

توجد أحياناً حاجة إلى خطوة إضافية وهي إزالة المتكررات (Multiples). المتكررات هي إشارات سيسمية انعكست على أكثر من سطح فاصل وهي مألوفة في طبقة متعددة السطوح. إن متكرر قاع البحر معلم مألوف على العديد من المقاطع السيسمية البحرية. إن سطح البحر عاكس قوي، ويمكن للأمواج الراحلة نحو الأعلى أن ترتد عنه قبل أن تنعكس لمرة ثانية على قاع البحر. يمكن أن تكون المتكررات صعبة الإزالة، ويمكن أن تعيق بشدة التفسير السيسمي إذا كانت تحجب عواكس حقيقية.

3 ـ 2 ـ 2 ـ 5 ـ 7 **الخرج السيسمي** Seismic output

يتألف المسح ثنائي الأبعاد من شبكة من الخطوط، ترتب عادة بشكل شبكة

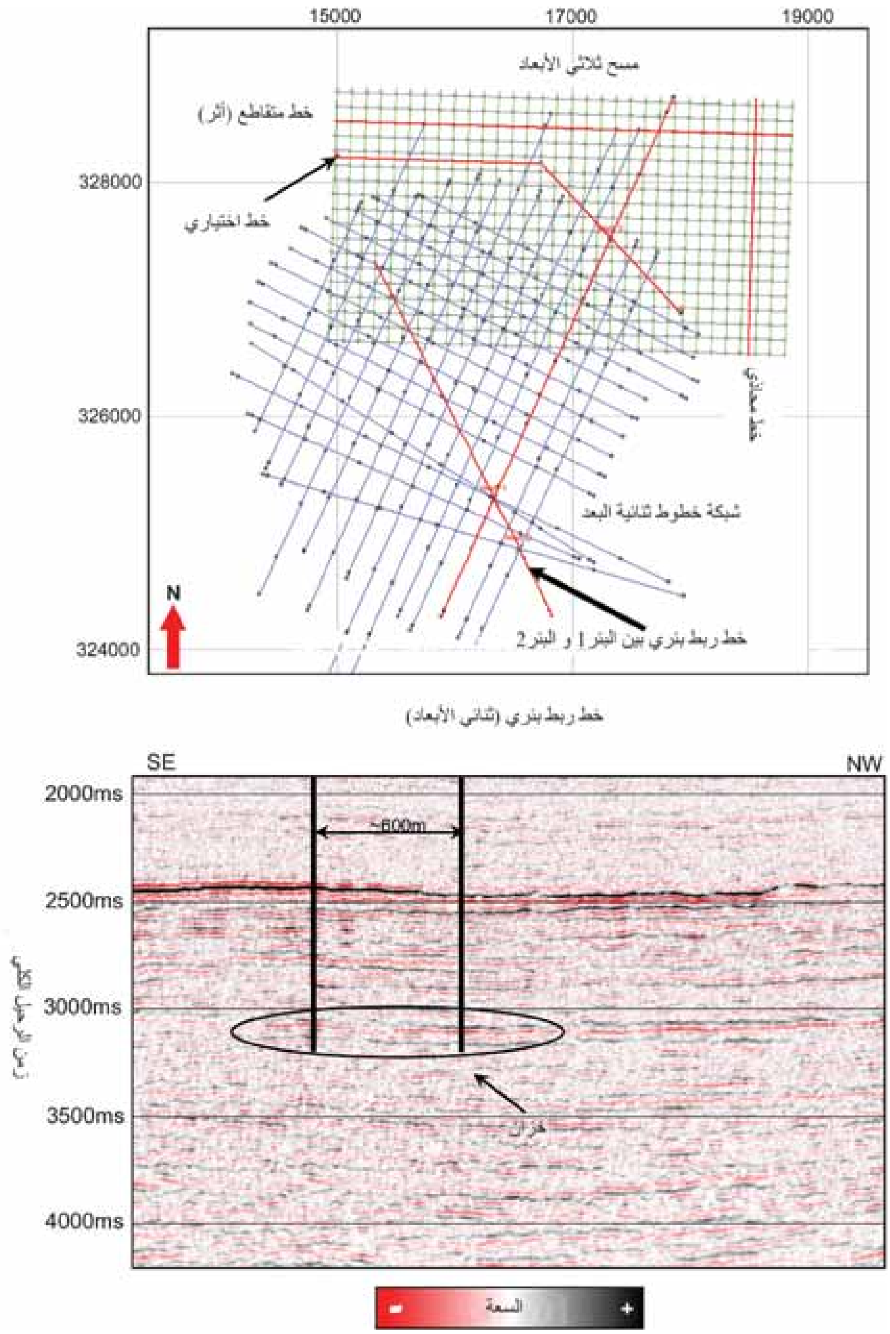
متعامدة بتباعد منتظم، مثلاً 500 متر. والنتيجة المعالَجة هي سلسلة من المقاطع السيسمية للزمن أو العمق (الشكل 3 ـ 22) التي ترتبط في العُقَد أو تقاطعات الخطوط، ويحتوي الخط الثنائي على عدة مئات من الأثيرات (Traces).

يتم الحصول على مسح ثلاثي الأبعاد بسلسلة من الرقع المتوازية يحوي كلٌّ منها عدداً كبيراً من الخطوط المحاذية (خطوط إبحار) وخطوط متقاطعة (متعامدة مع خطوط الإبحار)، تكون عادة بتباعد بين 12.5 و50 متراً. والنتيجة المعالَجة هي ثلاثية الأبعاد «حجم» أو مكعب من المعطيات (الشكل 3 ـ 22) يمكن معاينته على المحاور الثلاثة (خط، أثر، زمن/عمق). يمكن هذه الأيام قطع الحجوم (المكعبات) إلى شرائح على طول «خط اختياري» مثلاً على طول محور قناة متعرجة. يحتوي حجم ثلاثي الأبعاد عادة آلاف الآثار. من الواضح بأنه في طور عملية المعالجة، تحتاج هذه الحجوم الكبيرة إلى مساحة تخزين هائلة في الحاسوب.

3 ـ 2 ـ 3 **التفسير السيسمي** Seismic interpretation

بعد انتهاء المعالجة، تُحمّل المعطيات على محطّة معالجة للتفسير من قبل الجيولوجيين والجيوفيزيائيين. محطات العمل (workstation) هي حواسيب قوية، تعتمد غالباً نظام لينكس Linux مع شاشتين للسماح للمفسر بالنظر إلى المعطيات في مقطع شاقولي على شاشة، وبشكل خريطة على الأخرى. تبدأ الخطوة الأولى في دورة التفسير بربط المعطيات السيسمية بمعطيات بئر موجودة لتحديد ماذا تقابل العواكس الهامة، مثلاً، أعلى الخزّان أم أعلى الحاجز (seal) الرئيسي. يوجد عادة في الحقول الناضجة عشرات الآبار للمعايرة، لكن في مناطق الاستكشاف قد يوجد زوج من الآبار، تقع أحياناً على بعد عدة كيلومترات.

ترقمن (digitised) العواكس أو الأفاق الرئيسية من الشاشة، وتخزّن في قاعدة معلومات (database)، ويتم ذلك للفوالق (faults) (الشكل 3 ـ 23). بهذه الطريقة يتم رسم خريطة بنية الحقل. (الشكل 3 ـ 24) وتحدد البنية المؤملة أو المصائد الستراتغرافية. يمكن أن يقود التحليل المفصل إلى تعيين الهندسة الداخلية لفاصل الخزّان، مثل أجسام رملية منفصلة ضمن منظومة قناة معقدة.



الشكل (3 ـ 22): خريطة الركيزة مع شبكة خطوط مسح ثنائية البعد ومسح ثلاثي الأبعاد (شكل علوي)، وخط ربط بئري ثنائي البعد في مقطع شاقولي (شكل سفلي).

يفضّل علماء الأرض والمهندسون هذه الأيام عرض المعطيات السيسمية ليس بدلالة معطيات انعكاس مع بصمة مويجة مميّزة، وإنما بدلالة ممانعة صوتية. يتم ذلك بالانقلاب السيسمي (seismic inversion)، وهي عملية تزيل تأثير المويجة، وتمثل المعطيات بطريقة مفهومة جيولوجياً، أي كتابع لخواص الصخر. يتطلب الانعكاس معايرة حذرة لمعطيات البئر ومعرفة شاملة للنموذج الجيولوجي لما تحت السطح.

حالما يكمل التفسير في المجال الزمني، يحتاج تفسير السطوح إلى تحويلها إلى العمق لاستخدامها في النموذج الجيولوجي أو الهندسي. كذلك يتطلب التحويل للعمق معرفة للسرعة السيسمية وأية تغييرات هامة، جانبياً أو شاقولياً، قد تكون موجودة. يوجد عدة طرائق للتحويل العمقي. الطريقة البسيطة هي اشتقاق سرعات سيسمية مجالية لعدد من المجالات الدالة ثم حساب السماكة لكلّ مجال قبل جمعها. تدعى هذه الطريقة «متساوية الحجوم» «isochoring» وتعطي نتيجة مقبولة في مناطق ليست متأثرة بتغيّرات السرعة. الطريقة الأخرى هي بناء نموذج سرعي يقوم على تكديس السرعات. في المناطق المعقدة جيولوجياً، يتطلب تطبيق طرائق أكثر تعقيداً، وحتى يمكن أن توجد تناقضات بين العمق الحقيقي والأعماق المحسوبة.

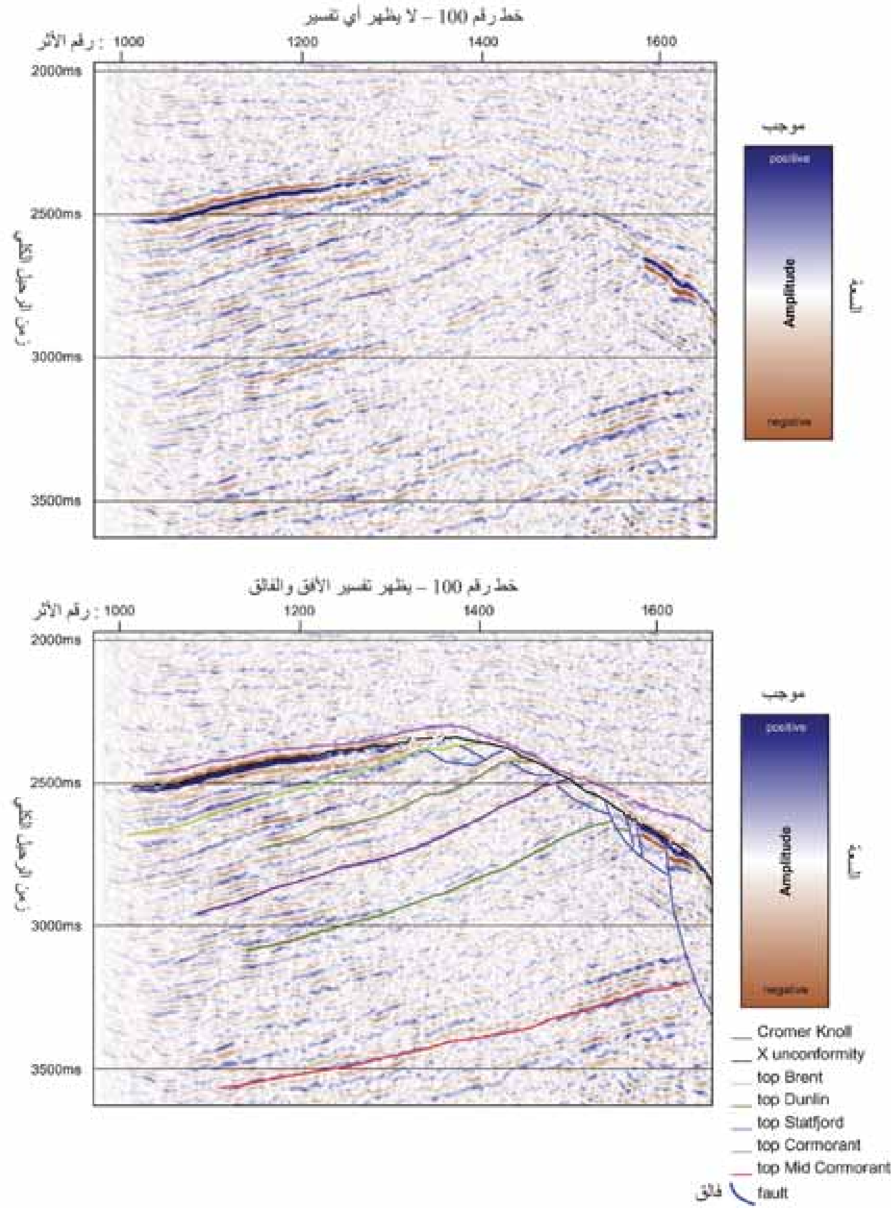
3 ـ 2 ـ 4 **الخصائص السيسمية** Seismic attributes

سمح تطوير خوارزمية المعالجة بعد ـ التكديس استجواب (interrogate) المعطيات السيسمية ثلاثية الأبعاد بطرائق متزايدة التعقيد. يمكن أن تساعد الخصائص البنيوية للمعطيات كالميل والسمت ودرجة الانتظام المُفَسّر في فهم الأشكال البنيوية في حوض أو في تفسير أنماط الفوالق المعقدة (الشكل 3 ـ 25).

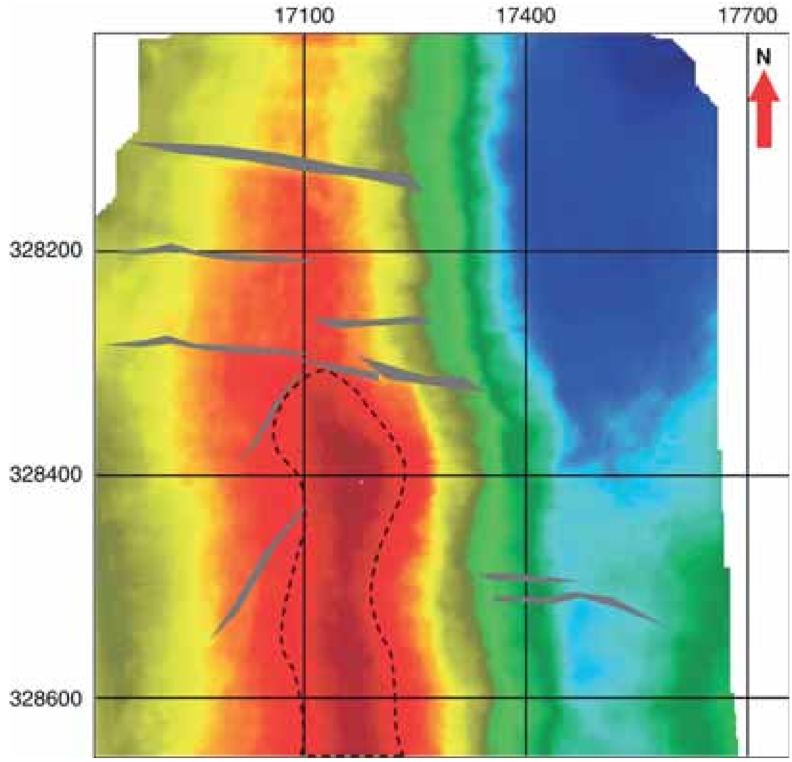
يمكن للخصائص المشتقة من مميّزات سعة المعطيات أن توضح خواص الصخر، مثل المسامية والكثافة وفي بعض الحالات المحتوى المائع، مثلاً الإشباع الهيدروكربوني (الشكل 3 ـ 26). يتطلب تحليل السعة التفصيلي معايرة ونمذجة حذرة قبل محاولة نسب الصخر أو خواص المائع إلى السعات الملاحظة في المعطيات. من المهم الإشارة إلى أن نتائج التحليل جيدة بقدر جودة المعطيات المدخلة ونوعية النموذج.

لقد طورت في السنوات الماضية تقنية تدعى «تفكيك التردد Frequency)

(Decomposition» وتدعى كذلك «تفكيك طيفي (Spectral Decomposition)»، لتحليل المعطيات السيسمية ثلاثية الأبعاد بتفاصيل أكثر. تتضمن تفكيك إشارة السعة إلى مُكَوّن حزم تردد ودراسة قوة السعة لكلّ حزمة.



الشكل (3 ـ 23): مقطع سيسمي زمني ـ مع وبدون تفسير للسطوح الفاصلة والفوالق.



الشكل (3 ـ 24): خريطة بنيوية علوية مع تعيين الفوالق والمحتوى الهيدروكربوني (الخط المتقطع).

3 ـ 2 ـ 5 تغيّر السعة مع الإزاحة AVO

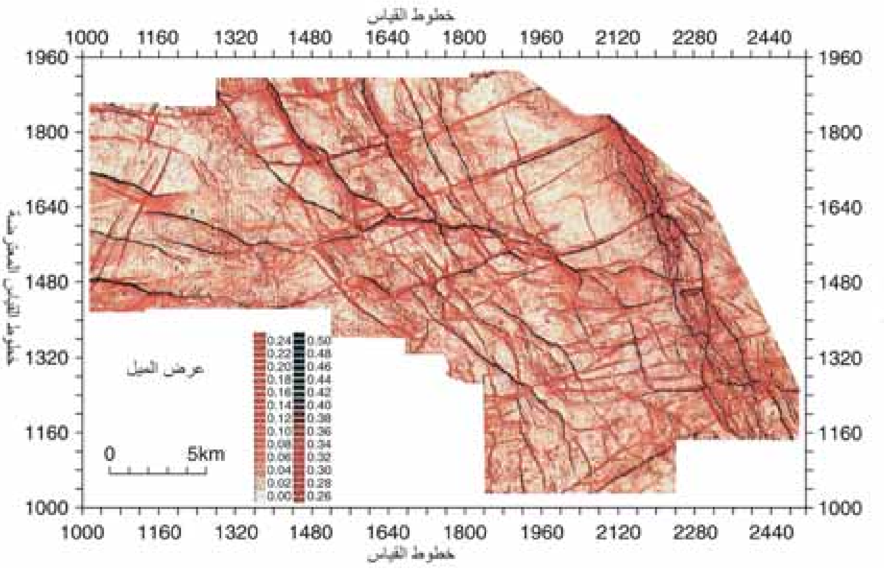
يمكن أن يكون تغيّر السعة مع الإزاحة (Amplitude Variation with Offset (AVO)) أو تغيّر السعة مع الزاوية (Amplitude Variation with Angle (AVA)) أداة فعّالة في البحث عن الهيدروكربون. فبدلاً من النظر إلى تكديس الآثار لكلّ الإزاحات، الآثار القريبة، والمتوسطة والبعيدة كلٍّ على حدة وتقارن سعاتها. من أجل خواص صخر والهيدروكربون المحتوى، تحدث تغيّرات في السعة السيسمية و/أو الطور بين تكديس الإزاحات المختلفة. على سبيل المثال، قد تزداد السعة مع ازدياد الزاوية في حالة الرمل المملوء بالغاز (شكل 3 ـ 28).

يستوجب إنجاز نجاح بتحليل تغيّر السعة مع الإزاحة الحذر بنمذجة

خواص الصخر والمحتوى المائع لفهم التغيّرات التي تحدث نسبة إلى الخلفية. علاوة على ذلك، فإن AVO ليس ملائماً لكلّ أنواع الخزّانات، ويعمل بشكل أفضل في الصخور الحديثة وضعيفة التماسك، مثلاً، في صخور العكر (turbidites) في غرب أفريقيا، أكثر من بعض الخزّانات الأقدم، والأكثر ملاطاً في بحر الشمال North Sea.

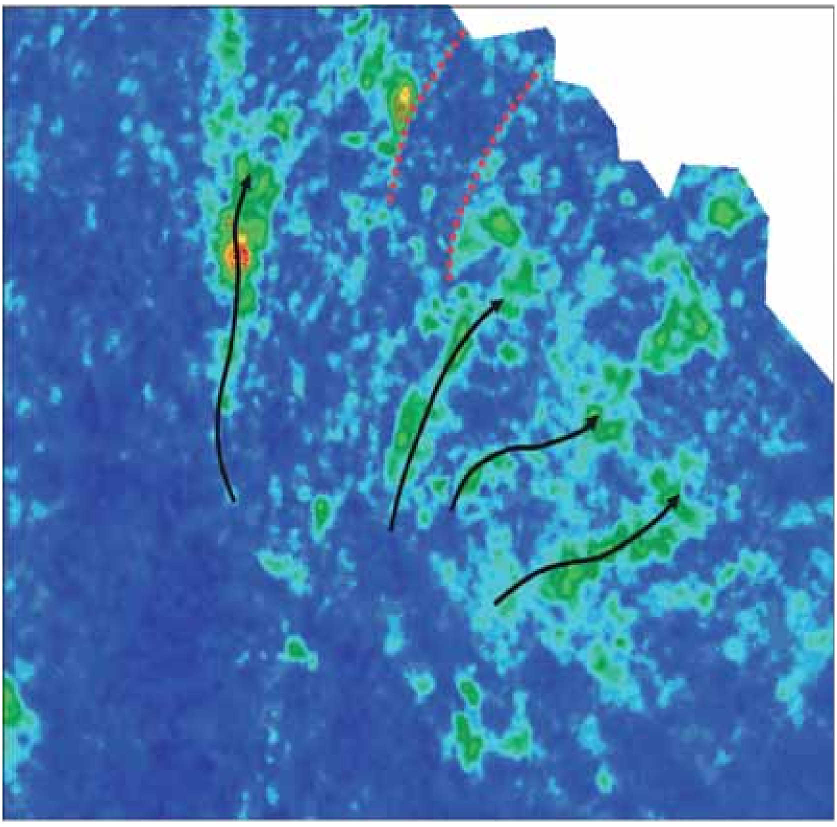
3 ـ 2 ـ 6 **المسح السيسمي بمرور الزمن** Time-lapse seismic surveys (4D seismic)

يمكن تكرار المسح السيسمي في أوقات مختلفة من حياة الخزّان، مثلاً بفترات منتظمة بعد بدء الإنتاج. قد تحدث تغيّرات في السعة السيسمية والخصائص الأخرى للمعطيات السيسمية بعد ـ الإنتاج، (مسح مراقب)، عند مقارنتها بالمعطيات السيسمية الأولية قبل ـ الإنتاج (مسح أساسي). ترتبط هذه التغيّرات عادة بحركة المائع والتغيّرات في محتوى المائع كنتيجة لنضوب الخزّان (الشكل 3 ـ 28).

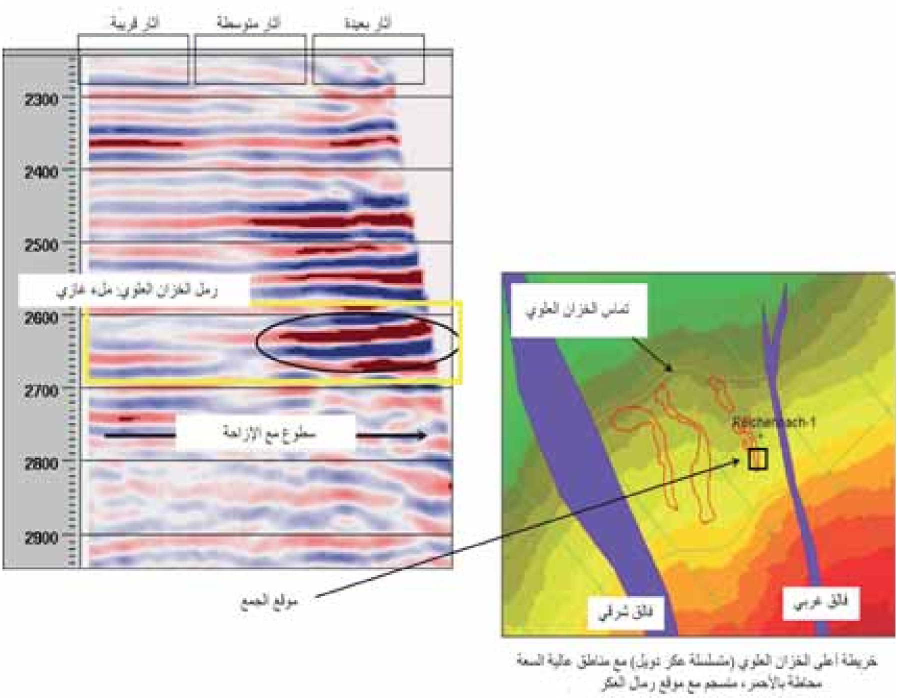


الشكل (3 ـ 25): خريطة بنيوية: خريطة الميل (Dip Map) تظهر مخطّطاً فالقياً معقداً تحَرَّض بحركات الملح.

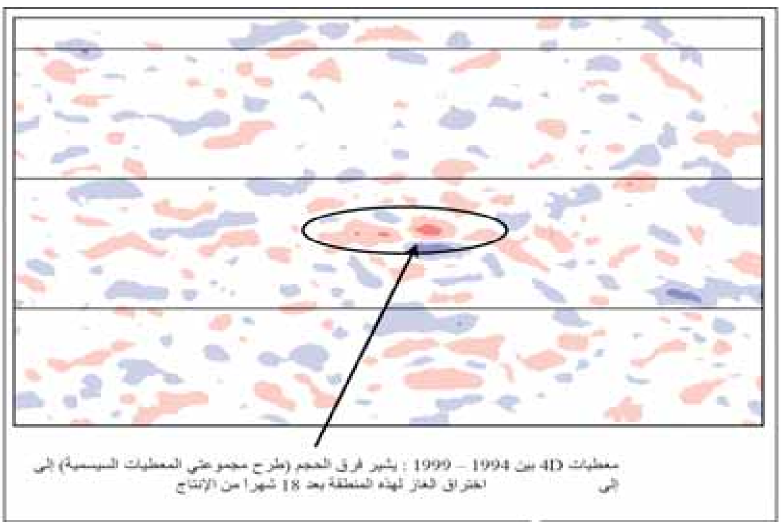
يمكن أن يتضمن المسح السيسمي بمرور الزمن إعادة مسوح VSP و2D أو 3D، يطلق على الأخير معطيات رباعية الأبعاد "4D". يزداد شيوع مسوح المسح السيسمي بمرور الزمن، خاصة في الحقول الناضجة حيث يمكن للمعطيات رباعية الأبعاد تسليط الضوء على الجيوب غير المكتسحة (الشكل 3 ـ 29)، أو تلاحق حركة جبهات الفيضان. من الواضح أنه في المناطق التي يوجد بها منظومة دائمة للحصول على المعطيات السيسمية، تقل كثيراً كلفة الحصول على المسوح السيسمية.



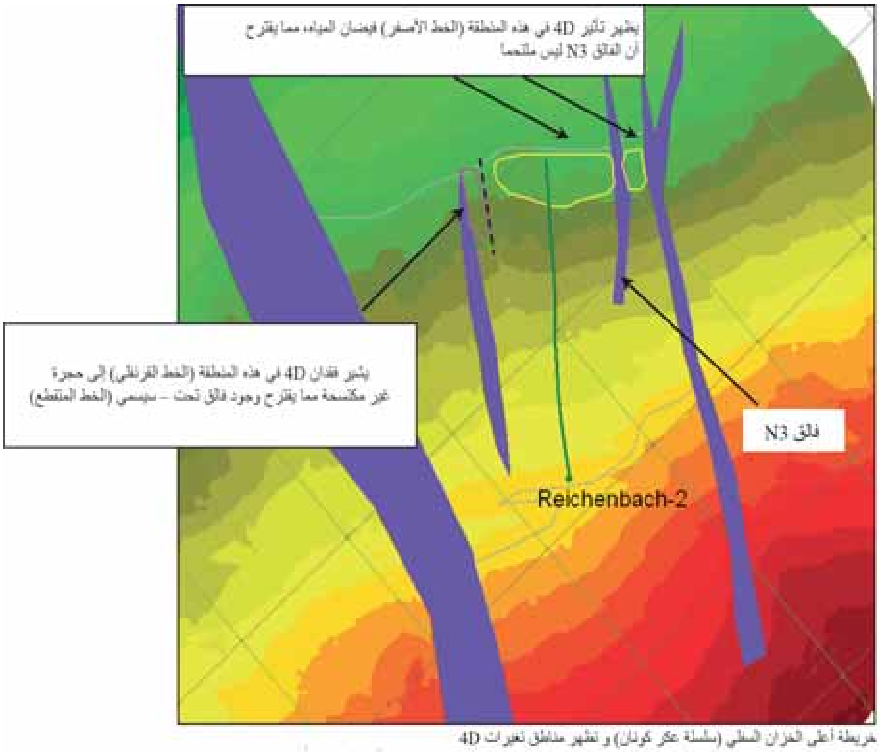
الشكل (3 ـ 26): خريطة ستراتغرافية: تشير السعات البراقة (أخضر، أصفر، أحمر) إلى وجود أقنية عكر، لاحظ تأثير التصدع (الخط الأحمر المتقطع) في نقل الرسوبيات (الأسهم).



الشكل (3 ـ 27): تنتج الرمال الممتلئة بالغاز في سلسلة دويل Doyle الكندية (الخزّان العلوي) سعات سيسمية تزداد بازدياد التباعد.



الشكل (3 ـ 28): معطيات رباعية الأبعاد: أظهرت فروق المعطيات السيسمية بين 1994 و1999 تغيّرات في السعات نتيجة الإنتاج.



الشكل (3 ـ 29): تَتَبُّع حركات تماس الموائع باستخدام المعطيات السيسمية رباعية الأبعاد.

3 ـ 2 ـ 7 **التكاليف والتخطيط** Costs and planning

يجب عدم بخس الوقت اللازم لتخطيط وجمع ومعالجة وتفسير المعطيات السيسمية. إن مدة سنتين من البداية إلى التفسير النهائي لمسح ثلاثي الأبعاد في بحر الشمال هي مدة مألوفة. مع أن الجهود مستمرة لتحسين الزمن اللازم، لكن التحسين المستمر في تقنية جمع المعطيات ومعالجتها، أحياناً يعني زيادة في الدورة الزمنية وكلفة المسح.

تعتمد كلفة المسح السيسمي على تعقيد المسح، لكن نمطياً يتغيّر من 10000 دولار (بسيط، بحري) إلى 40000 (معقد، قاري) للكيلومتر المربع لجمع المعطيات ثلاثية الأبعاد، وبين 5000 إلى 15000 دولار للكيلومتر المربع

للمعالجة. يمكن أن تكون المسوح ثلاثية الأبعاد بأي مساحة من 100 إلى 2000 كيلومتر مربع وأكثر. مع ذلك، فإن العامل الاقتصادي المحدد هو غالباً النسبة إلى كلفة البئر.

يمكن أن تكون الآبار البحرية مكلفة جداً (تكلّف أبار بحر الشمال، نمطياً، بحدود 20 مليون دولار)، في حين إن الحفر على الشاطئ أقلّ كلفة بكثير. لهذا السبب، غالباً ما تستخدم المسوح ثلاثية الأبعاد في البحر حيث تكون الشركات ميالة أكثر لاستخدام المعطيات السيسمية كبديل للحفر في مرحلة التقييم.

الفصل الرابع

هندسة الحفر

Drilling Engineering

مقدّمة والتطبيق التجاري: تجرى عمليات الحفر خلال كافة مراحل دورة حياة المشروع وفي كلّ أنواع البيئات. الأهداف الرئيسية هي الحصول على المعلومات والمحافظة على الإنتاج. يشكّل الإنفاق على الحفر الجزء الأكبر من نفقات رأس مال المشروع ((Capital Expenditure (CAPEX) (نمطياً 20 ـ 60٪)، لذلك من المهم فهم التقنيات والأجهزة وكلفة الحفر.

تؤسس البئر الأولى الناجحة لوجود منظومة نفطية عاملة. وفي الأشهر اللاحقة، ستُقيّم المعطيات المجموعة من البئر الأولى وتوثّق النتائج. الخطوة التالية ستكون تقييم التراكم لحفر مزيد من الآبار. إذا تقدم المشروع نحو الأمام لاحقاً، يجب دراسة وتخطيط مزيد من آبار التطوير. ستركز الفقرة التالية على نشاطات الحفر تلك، وستبحث أيضاً في التفاعل بين فريق الحفر وأعمال الاستكشاف والإنتاج الأخرى.

4 ـ 1 **تخطيط البئر** Well planning

يتطلب حفر بئر توظيف مالي ضخم، يتراوح بين عدة ملايين من الدولارات لبئر على القارة إلى 100 مليون دولار لبئر استكشافية في المياه العميقة. يقوم تخطيط البئر (well engineering) على تضخيم قيمة هذا التوظيف المالي باستخدام التقنية الأكثر ملاءمة والعمليات التجارية، لحفر بئر ملائمة للهدف (fit for purpose)، بكلفة صغرى، بدون التعرض للسلامة أو معايير

البيئة. يتطلب تخطيط الحفر الناجح تكامل العديد من فروع المعرفة والمهارات.

تتطلب مشاريع الحفر الناجحة تخطيطاً شاملاً. تحفر الآبار، عادة، لواحد أو لمجموعة من الأهداف التالية:

- لجمع المعلومات.
- لإنتاج الهيدروكربون.
- لحقن الغاز أو الماء للمحافظة على ضغط الخزّان أو لسَوق النفط خارجاً.
- للتخلّص من الماء، أو فتات الحفر أو CO_2 (فصل sequestration).

من المرغوب فيه، للحصول على أفضل تصميم لبئر، حيازة أفضل صورة ممكنة عن ما تحت السطح. لذلك، يجب على فروع معرفية تقديم المعلومات قبل تصميم مسار البئر وقبل اختيار منصّة الحفر وأجهزة محددة.

على الفريق المشرف على ما تحت السطح تحديد أفضل المواقع للآبار المخطّط لها لاختراق الخزّان، وبالتشاور مع مهندس البئر تتمّ الموافقة على المسار المرغوب عبر التتابع المستهدف. بالمناقشة مع مهندسي الإنتاج والبئر يتم تحديد ميل البئر الأعظمي وقطر البئر المطلوب. يهدف تحديد مواقع الآبار وتصميم البئر ومساره لتخفيض مجمل تكاليف إنشاء البئر ومنشآت قاع البحر/ والسطح إلى أدنى حد، مع زيادة الإنتاج إلى الحد الأعظمي.

تعتمد دقة المعاملات المستخدمة في عملية تخطيط البئر على معرفة الحقل أو المنطقة. تسود خلال الحفر الاستكشافي خاصة، والمراحل المبكرة من تطوير الحقل، شكوك كبيرة بمعلومات ما تحت السطح. من المهم توضيح الأمور المشكوك بها وتحديدها كمياً. يجب تضمين المخاطر المحتملة والمشاكل المتوقعة التي تمّت مواجهتها سلفاً في الآبار المحفورة سابقاً في المنطقة (offset wells) في تصميم البئر. يوازن تصميم البئر الأفضل بين المخاطر والأمور المشكوك بها والكلفة وبين قيمة المشروع النهائية.

يوضع أساس تصميم البئر في ملف شامل. ويترجم هذا إلى برنامج حفر.

بالاختصار، يمكن لمهندس البئر تصميم ووضع كلفة البئر بالتفصيل

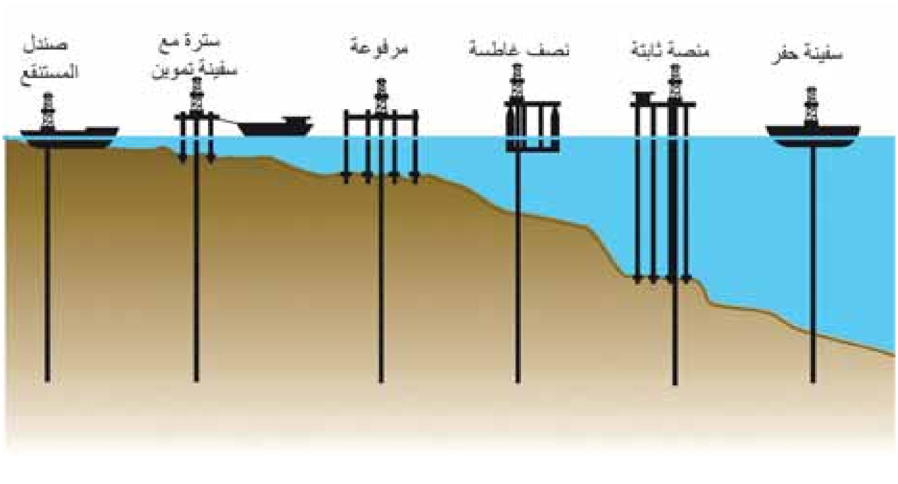
مستعملاً المعلومات المحصَّل عليها من مهندسي النفط وعلماء الأرض ومهندسي الإنتاج. وخصوصاً، سوف يخطط للعمق المقرر وتقدير سلسلة التبطين، برنامج وضع الأسمنت، أوزان الطَفلِة (mud) وأنواع الطَفلِة المطلوبة خلال الحفر واختيار منصّة الحفر (rig) المناسبة والأدوات المتعلقة بها، مثل رؤوس الحفر (drill bit).

4 ـ 2 أنواع المنصّات واختيارها Rig types and rig selection

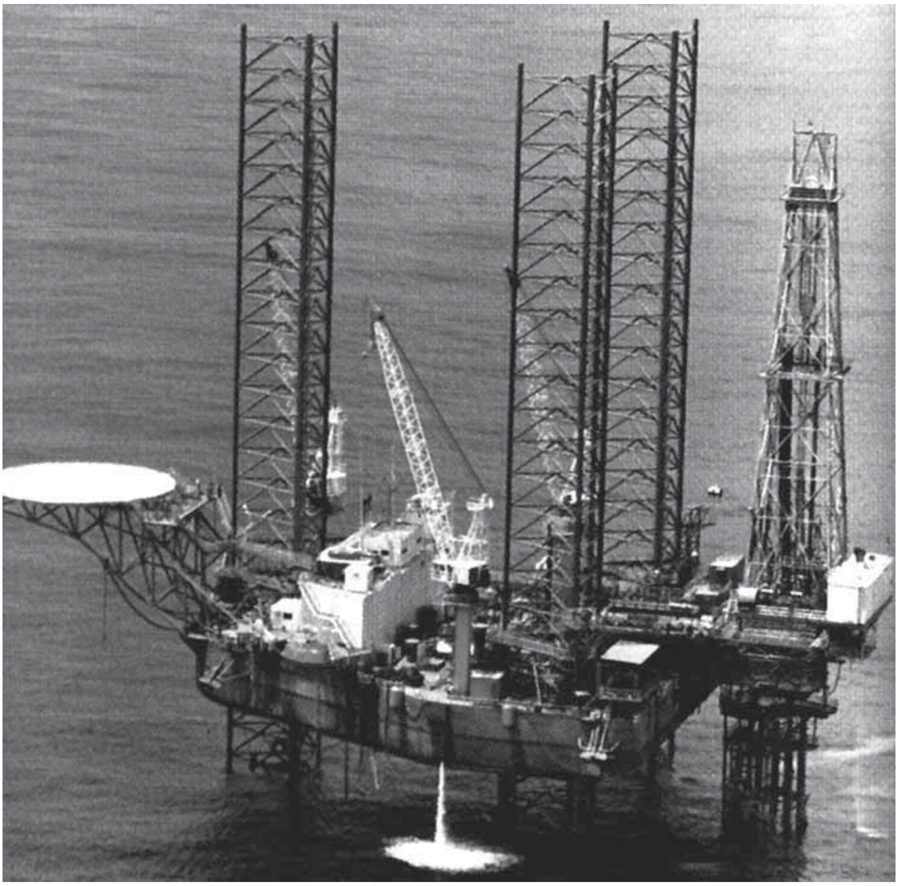
يعتمد اختيار نوع منصّة الحفر على عدة معاملات، وخاصة:

- الكلفة وتوفرها.
- عمق ماء الموقع (في البحر).
- الحركية/ وقابلية النقل (على القارة).
- عمق النطاق المستهدف وضغوط التشكّل المتوقعة.
- المناخ السائد/ الأحوال البحرية في منطقة العمل.
- خبرة فريق الحفر (خاصة سجل السلامة!).

يمكن التعاقد على أنواع المنصّات للحفر البحري التالية (الشكل 4 ـ 1):



الشكل (4 ـ 1): أنواع منصّات الحفر البحرية.



الشكل (4 ـ 2): منصّة مرفوعة (بإذن من ريدنك وباتس، المملكة المتحدة).

تعمل صنادل المستنقع (swamp barges) في المياه الضحلة جداً (أقل من 20 قدماً). يمكن جرّها إلى الموقع، ثم توازن بحيث ترسو على القاع. وحدة الحفر مثبتة على برج. يستخدم هذا النوع من المنصّات في المناطق المستنقعية، مثلاً، نيجيريا وفنزويلا وساحل الخليج في الولايات المتحدة.

سترات الحفر (drilling jackets) منصّات فولاذية صغيرة تستعمل في المياه الضحلة والهادئة. يمكن حفر عدد من الآبار من منصّة واحدة. إذا كانت السترة صغيرة جداً لتتسع لعملية حفر، توضع عادة منصّة مرفوعة (jack-up rig) (الشكل 4 ـ 2) فوق السترة وتجرى العملية من هناك. حالما يؤكد تطوير قابل للبقاء، يصبح من المخفف للنفقات (cost effective) بناء سترات وإدارتها في بيئات البحار الضحلة. خاصة أنها تسمح بتقدم مرن ومتدرج بنشاطات

تطوير الحقل. التطوير الممرحل باستخدام السترات شائع في المياه الشاطئية، مثل، جنوب بحر الصين الجنوبي (South China Sea) ورصيف خليج المكسيك. إن الآبار التي حفرت من منصّات إنتاج كبيرة في بحر الشمال حفرت بطريقة مماثلة.

منصّات مرفوعة (Jack-up rigs)، إما أن تجرّ إلى موقع الحفر (مع سترة) أو مزوّدة بنظام سَوق. تنزل الأرجل الثلاث أو الأربع في قاع البحر. بعد بعض الانغراز ترفع المنصّة نفسها إلى ارتفاع معيّن فوق مستوى البحر. إذا تمّ الاشتباه بوجود رسوبيات على قاع البحر، توضع حصيرة كبيرة من الغضار على قاع البحر للسماح بتوزيع أفضل للوزن. تدمج كافة أجهزة الحفر والدعم في بنية كاملة. تعمل المنصّات المرفوعة في أعماق مياه حتى 450 قدماً، وبمياه ضحلة حتى 15 قدماً. عالمياً، هي المنصّات الأكثر شيوعاً، وتستخدم في مجال واسع من البيئات وجميع أنواع الآبار.

نصف ـ قابلة للغطس (semi-submersible)، تستخدم للاستكشاف والتقييم في المياه العميقة جداً بالنسبة إلى المنصّات المرفوعة. المنصّة نصف القابلة للغطس هي مركب مؤلّف من ظهر واسع جداً بُني على أعمدة من الفولاذ. يرتبط بهذه الأعمدة المتينة جسمان على الأقل بشكل برجي يدعيان العوّامات.

قبل بدء العمل في موقع محدد، تملأ هذه العوّامات جزئياً بالماء وتغطس لحوالى 50 قدماً من الماء تقريباً لتقدم ثباتاً. يرتبط أنبوب فولاذي كبير القطر بقاع البحر ويستعمل كقناة لسلسلة الحفر (drill string). يقع مانع الانفجار (Blowout Preventer (BOP)) على قاع البحر أيضاً (كومة تحت بحرية).

يساعد عدد من المراسي ومعدّات التثبيت بالموقع الديناميكية (Dynamic Positioning (DP)) في المحافظة على البقاء بالموقع. أصبح ممكناً إعادة وضع المركب نصف ـ قابل للغطس في الموقع باستعمال زوارق القطر أو/وآلة دافعة.

يمكن لمركب نصف ـ قابل للغطس متين، مثلاً، أفق المياه العميقة (deepwater horizon) (معدل 15000 psi) مقابلة ضغوط خزّان عالية والعمل في أقسى الظروف البحرية في أعماق مياه تصل إلى 3000 متر(الشكل 4 ـ 3).



الشكل (4 ـ 3): **منصّات نصف ـ قابلة للغطس. (بإذن من ستينا دريلينغ Stena Drilling)**

سفن الحفر (drill ships)، تستعمل للعمل في المياه العميقة والعميقة جداً. يمكن أن تكون أقل ثباتاً من المراكب نصف ـ قابلة للغطس في البحار المضطربة. مع ذلك، إن سفن الحفر الحديثة وعالية المواصفات مثل (Discoverer Enterprise) يمكن أن تبقى ثابتة على الهدف، خلال رياح سرعتها 100 عقدة، باستخدام دواسر (thrusters) قوية تتحكم بها منظومة من معدّات التثبيت بالموقع. تقاوم الدواسر قوى التيارات والرياح والأمواج لإبقاء المركب فوق الهدف مباشرة، بحدود أقل من مترين عن علامتها، بدون مرساة.

إن سفن الحفر المتينة قادرة على العمل في أعماق مياه تصل حتى 3000 متر (الشكل 4 ـ 4).

في بعض الحالات، تطور حقول النفط والغاز من عدد من المنصّات. تحتوي بعض المنصّات معدّات الإنتاج والمعالجة إلى جانب المساكن. بدلاً من ذلك، قد تنجز هذه الأعمال على منصّات منفصلة، نمطياً، في المياه الضحلة والهادئة. مع ذلك إن إقامة أحمال إضافية أو فسحة على كل المنشآت البحرية عملية مكلفة. يجرى الحفر على فترات قصيرة من الزمن مقارنة بمدى حياة

الحقل الكلّية، ومن المرغوب به إقامة منصّة الحفر عند الحاجة. هذا مبدأ عمليات الحفر المصحوبة بمقطورة تموين.



الشكل (4 ـ 4): سفينة حفر «ترانس أوشن إنتيربرايز».

في عمليات الحفر المصحوبة بمقطورة تموين، يجمع برج الحفر من عدد من الأجزاء المنقولة إلى المنصّة بواسطة مركب قطر. وتوضع كافة المعدّات المُساعِدة، مثل التخزين وخزّانات الطَفلِة والمساكن على مقطورة التموين، المبنية خصوصاً، فسيحة وتُقطَر وترسى إلى جانب المنصّة (الشكل 4 ـ 5).

لذلك من الممكن خدمة حقل أو عدة حقول من برج حفر مصحوب بمقطورة تموين واحدة أو اثنتين. تصبح المقطورات البرجية في الطقس المضطرب غير قادرة على العمل وغير آمنة، لأن المنصّة ثابتة، في حين إن البرج يتحرك صعوداً وهبوطاً مع الأمواج. في تلك الحالات وفي البيئة العدوانية لبحر الشمال، يمكن لمركب نصف ـ قابل للغطس معدل القيام بعمل مقطورة التموين. حالياً، أدخلت مقطورات نصف ـ قابلة للغطس مبنية لأهداف محددة لتطوير بعض الحقول المستقبلية.



الشكل (4 ـ 5): الحفر المصحوب بمقطورة تموين.

4 ـ 3 **منظومات الحفر والمعدّات** Drilling systems and equipment

إن جرى الحفر على الشاطئ أو في البحر فمنظومة الحفر المستخدمة في كلتا الحالتين هي الحفّار الدوراني (rotary rig) (الشكل 4 ـ 6). إن أجزاء هذه الوحدة والأعمال الثلاثة التي تجرى أثناء عمليات الحفر الدوراني هي كما يلي:

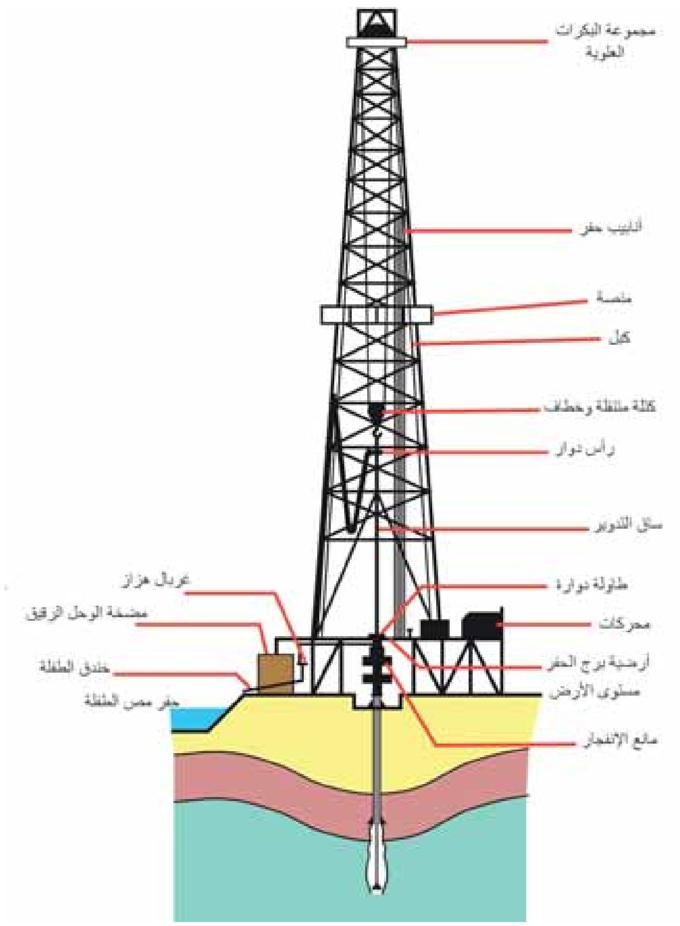
يرسل عزم دوران من مصدر طاقة على السطح بواسطة سلسلة حفر إلى رأس حفر.

- تضخ طَفلِة الحفر من وحدة تخزين عبر سلسلة الحفر ثم نحو الأعلى عبر الحلقات (annulus). ترفع الطَفلِة الفتات الناتج من عمل رأس الحفر إلى السطح. من ثم تنظف البئر ويُبَرّد رأس الحفر وتُزَيّت سلسلة الحفر.
- يتم التحكم بالضغوط تحت السطحية فوق وضمن الطبقة الحاملة للهيدروكربون من قبل وزن الطَفلِة وسدادة كبيرة على السطح (BOPs).

مع ذلك، تختلف عملياً وحدات الحفر القاري والبحري بالتقنية ودرجة

الأتمتة. يحصل ذلك بشكل كبير نتيجة توفر الحفّار والتكاليف واعتبارات السلامة، وستوضح بالتفصيل في النص التالي.

سنوضح الآن الحفّار الدوراني أثناء العمل، ونعرّج على كلّ عناصر النظام. يوجد نوع عملية الحفر الموصوفة أولاً بشكل رئيسي في المناطق القارية منخفضة الكلفة. تم تطوير الحفّارات القديمة من أجل الآبار المعقدة والأكثر كلفة، لتحتوي على منظومة دوران عليا (top drive system) وأنبوب مؤتمت الدوران (automated pipe handling) كما سيوصف لاحقاً في هذه الفقرة. تبنى الحفّارات الجديدة عادة مع هذه المعدّات بشكل قياسي.

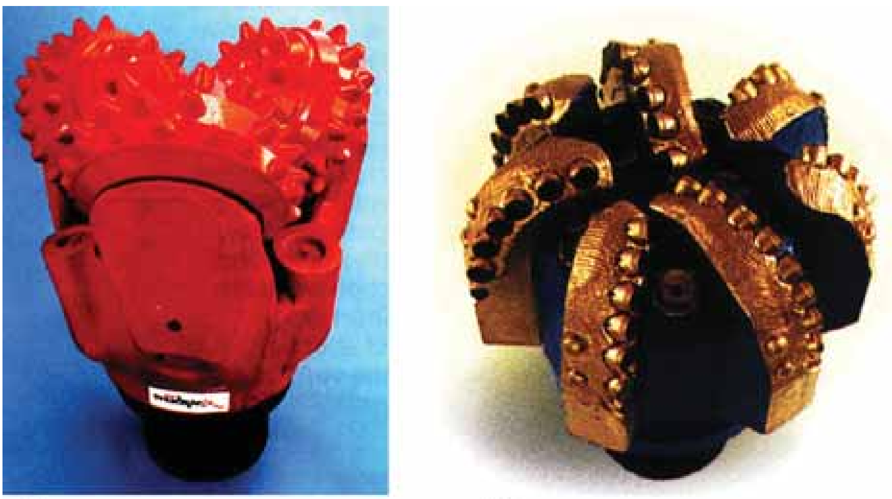


الشكل (4 ـ 6): الحفّار الدوراني الأساسي.

4 ـ 3 ـ 1 **رؤوس الحفر** Drill bits

إن أنواع الرؤوس الأكثر استخداماً هي المخروط الدحروج (roller cone) أو الرأس الصخري (rock bit) والرأس المدمج الألماسي متعدد التبلور أو رأس (Polycrystalline Diamond Compact (PDC)) (الشكل 4 ـ 7).

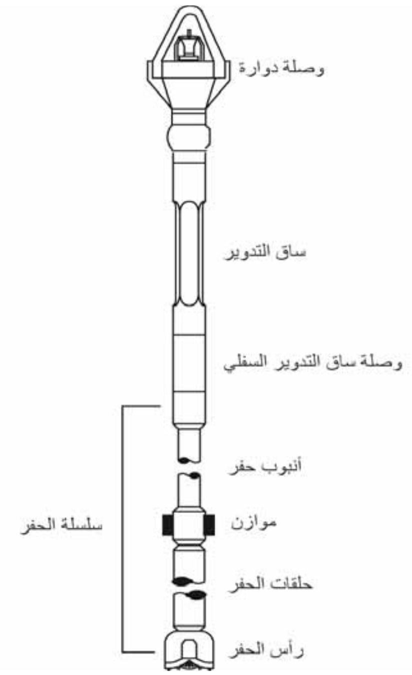
في الرأس الصخري، تدور المخاريط الثلاثة وتكسر أو تطحن الأسنان الصخر تحتها إلى قطع صغيرة (فتات cutting). تُدعَم عملية الحفر بتيار قوي من الطَفلِة التي تطلق تحت ضغط عالي عبر فتحات موجودة على جانب الرأس. بعد بعض الساعات من الحفر (بين 5 و25 ساعة بناء على التشكّل ونوع الرأس) تصبح الأسنان كليلة وتتأكل المساند (bearing). سنرى لاحقاً كيف يمكن تركيب الرأس على سلسلة الحفر. إن الرأس PDC مزود بقواطع الماس صناعي بدلاً من أسنان فولاذ مقسى. هذا النوع من الرؤوس مرغوب لمعدل اختراقه الأفضل ((Rate of Penetration (ROP)، وحياة أطول وثباته أثناء الحفر بدورات عالية في الثانية ((revolution per minute (rpm)، مما يجعله الخيار الأفضل للحفر بالعنفة (turbine). يعتمد انتقاء نوع رأس الحفر على تركيب وقساوة التشكّل الذي سيحفر فيه ومعاملات الحفر المخطّط لها.



(أ) (ب)

الشكل (4 ـ 7): رأس الحفر الدحروج (يساراً) ورأس PDC

نجد بين رأس الحفر والسطح، حيث يتولد عزم الدوران، سلسلة الحفر (الشكل 4 ـ 8). مع أنها بالدرجة الأولى وسيلة لنقل الطاقة، لكن سلسلة الحفر تنجز عدة أعمال أخرى، وإذا تحركنا من رأس الحفر نحو الأعلى يمكننا رؤية ما هي تلك.



الشكل (4 ـ 8): سلسلة الحفر (تخطيطياً).

أطواق الحفر ((Drill Collars (DCs) هي قطع سميكة الجدار وثقيلة من الأنبوب. تحفظ سلسلة الحفر مشدودة (تجنباً للالتواء) وتقدم وزناً على رأس الحفر. تضاف موازِنات (stabilizers) إلى سلسلة الحفر على فترات لتثبيت وزيادة أو إنقاص زاوية البئر. سيوضح دور الموازِنات بتفصيل أكبر في الفقرة 4 ـ 5. إن تجمع قاع البئر ((Bottom Hole Assembly (BHA) الموصوف حتى الآن معلق بأنبوب الحفر ومصنوع من 30 قدماً من مقاطع طويلة من أنبوب فولاذي (وصلات) مربوطة لولبياً مع بعضها بعضاً. ترتبط سلسلة الحفر بوصلة ساق التدوير السفلي (Kelly saver sub). الوصلة السفلى (saver sub) هي أساساً قطعة قصيرة من أنبوب توصيل مسننة الطرفين. في الحالات التي يجب وضع وصلات بها، وتطلب الفصل المتكرر تحفظ الوصلة مسنن الجهاز الأغلى. ساق التدوير هي قطعة من أنبوب سداسية الأوجه، مرتبطة بشدة ببطانة ساق التدوير (Kelly bush)

المرتبطة بطاولة الدوران. بتدوير هذه الأخيرة يرسل عزم الدوران من ساق التدوير عبر البئر إلى رأس الحفر. قد تقتضي عدة دورات من طاولة الدوران لتدير أولاً رأس الحفر عدة آلاف من الأمتار نحو الأسفل.

إن الأنبوب المضلّع معلّق من كتلة الرحيل (traveling block) لأن الأخير لا يدور، لوجود مسند بين الكتلة والوصلة الدوّارة. يدعى المسند بالوصلة الدوّارة. إن تدوير سلسلة حفر في خزّان عميق مشابه بعدياً لإرسال عزم دوران عبر مصّاصة شراب يومية تتدلى من حافة بناء عالٍ مؤلّف من 75 طابقاً. نتيجة لذلك، كل أجزاء سلسلة الحفر مؤلّفة من نوعية عالية من الفولاذ.

بعد تقدم الحفر لبعض الوقت، يجب إضافة قطعة من أنبوب الحفر لسلسلة الحفر (انظر في الأسفل). بدلاً من ذلك قد يُحتاج تغيير رأس الحفر أو إزالة سلسلة الحفر للتسجيل البئري (logging). يتطلب الإخراج من الحفرة رافعة. يتألف هذا في الحفّار الدوراني من خطّاف مرتبط بكتلة الرحيل. هذه الأخيرة تُحَرّك صعوداً وهبوطاً بواسطة سلك فولاذي (خط كتلي block line) يدور عبر مجموعة البكرات العلوية إلى أسطوانة (ساحبة draw works). ساحبة، مزوّدة بمكابح كبير، تحرّك كل سلسلة الحفر صعوداً وهبوطاً حسب الحاجة. يزوّد برج الحفر (derrick) أو الصاري الدعم البنيوي الكلّي للعملية المذكورة.

قد يُحتاج، لأسباب عديدة مثل تغيير رأس الحفر أو مجموعة الحفر، إلى رفع سلسلة الحفر إلى السطح. إنه أمر عادي رفع «منصب» مؤلّف من 90 قدماً من سلسلة الحفر وتعليقها بالصارية، بدلاً من فصل كل الأجزاء عن بعضها البعض. يدعى إجراء السحب من الحفر والتشغيل ثانية بالجولة (round trip).

كانت ومازالت المنظومة التي وصفت حتى الآن في الخدمة لعقود عديدة. هنالك عدة أضرار ظاهرة:

- إن الحاجة إلى إضافة أنبوب بعد كل 30 قدماً من الحفر مستهلك للوقت، فيؤدي إلى وقت أطول لفتح الحفرة وزيادة وقت الحفر ونوعية حفرة أدنى.
- تعتبر أرضية الحفّار أخطر مناطق الحفّار، مما يؤدي إلى نسبة أعلى من حوادث الوقت الضائع.
- تفرض التقنية تحديداً فيما يخص مسار البئر وتعقيده.

قد يطلب ما يزيد على 500000 دولار أمريكي كأجرة يومية لعمل حفّار بحري متحركة حديثة (Mobile Offshore Drilling Unit (MODU). لذا فإن أي اختصار للزمن يشكّل فرصة كبيرة لتخفيض الكلفة. قاد هذا، والرغبة بتحسين سجل أمان عمليات الحفر إلى أتمتة الحفّارات عالية المواصفات، العاملة في البحر والبر. إن المجالات التي تعرضت إلى تغيّرات مثيرة خلال العقد الأخير هي التالية.

4 ـ 3 ـ 2 **منظومات القيادة المتقدمة** Top drive systems

بدلاً من وجود طاولة دوّارة في قاعدة الحفّار، وضعت آلية قيادة لسلسلة الحفر على سكك مُوَجِهة (guide rails) تتحرك إلى الأعلى والأسفل ضمن برج الحفر. يسمح هذا بحفر أجزاء بطول 90 قدماً لأنبوب مسبق التجميع، مما يقلّل زمن التوصيل كثيراً.

تؤدي زيادة استمرارية الحفر إلى ظروف أفضل للبئر ومعدل اختراق أسرع. تسمح آخر أنواع الحفّارات بالعمل بمقاطع طولها 120 قدماً. وهي مزوّدة ببرجي حفر ـ واحد يحفر البئر ويستخدم الثاني، متزامناً مع الأول، للتجميع المسبق لسلاسل الحفر (الشكل 4 ـ 9).

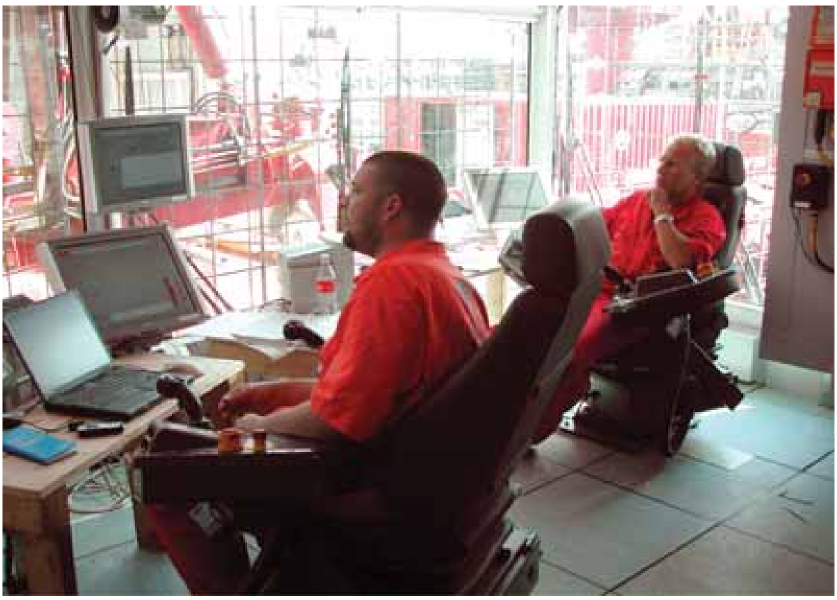


الشكل (4 ـ 9): منظومة قيادة متقدمة.

4 ـ 3 ـ 3 **معاملة الأنبوب المؤتمت** Automated pipe handling

استعيض بشكل كبير عن العمل اليدوي بمنظومة هيدروليكية تلتقط الأنبوب من الرف وترفعه إلى أرضية الحفّار وتدخله في سلسلة الحفر. يتحكم بالعملية طاقم الحفّار الموجود في محطّة عمل مبنية بجانب أرضية الحفّار (الشكل 4 ـ 10).

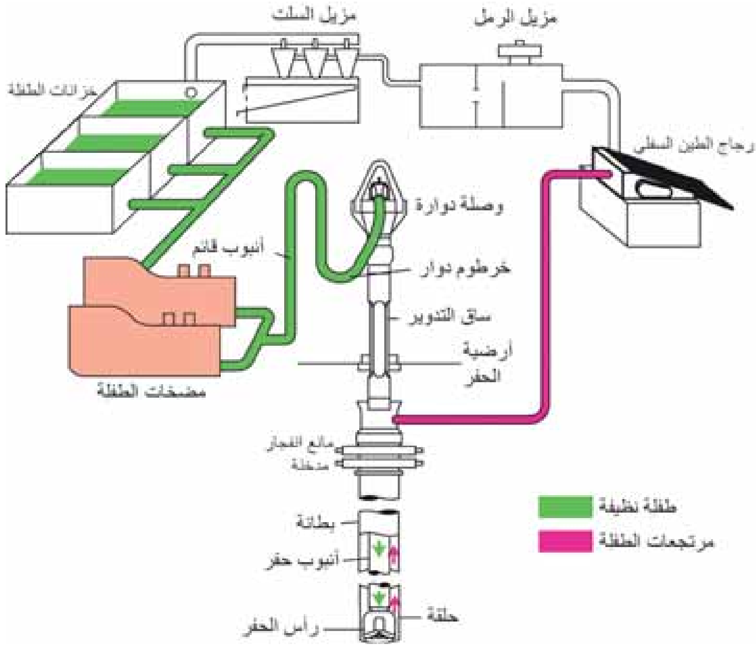
عَلِمنا سابقاً عندما وصفنا عمل القطع برأس الحفّار عن مائع الحفر أو الطَفلِة (mud). تُبَرّد الطَفلِة رأس الحفّار وتزيل الفتات بحملها عبر الحلقات (annulus) وخارج أنبوب الحفر. على السطح تمر الطَفلِة فوق عدد من الغرابيل (screens)، رجاجات الطين الصفحي (shale shakers) (الشكل 4 ـ 11) التي تزيل الفتات للتخلص منه. تزال الحبيبات الناعمة التي مرت عبر الغرابيل بواسطة مزيلات الرمل (desanders) ومزيلات السلت (dislters) وتكون الأخيرة عادة hydrocyclones.



الشكل (4 ـ 10): يتحكم طاقم منظومة عمل الأنبوب المؤتمت الظاهر خارج غرفة التحكم.

تنقل الطَفلِة بعد تنظيفها إلى خزّانات الطَفلِة (mud tanks) التي هي وحدات معالجة وتخزين كبيرة. ومن هناك تنقل مضخّة قوية الطَفلِة نحو الأعلى بواسطة أنبوب (أنبوب حامل stand pipe) ثم عبر خرطوم إلى وصلة دوّارة (خرطوم

دوّارrotary hose) وتضخّها نحو الأسفل في الفتحة داخل سلسلة الحفر. في النهاية ستخرج الطَفلِة النظيفة (clean mud) مرة ثانية عبر فتحات رأس الحفر. تحضر الطَفلِة أصلاً من غضار ممزوج بالماء ـ منظومة بسيطة. وصل تحضير الطَفلِة ومعالجتها هذه الأيام إلى تعقيد يتطلب معرفة خبيرة. يتوضح سبب هذا إذا أخذنا بعين الاعتبار الخصائص المتوقعة.



الشكل (4 ـ 11): منظومة تدوير الطَفلِة.

يستوجب رفع الفتات بشكل فعّال من البئر تحقيق لزوجة (viscosity) مناسبة، وبنفس الوقت يجب أن تبقى الطَفلِة قابلة للضخ. إذا توقف تدوير الطَفلِة، مثلاً لتغيير رأس الحفر، يجب أن تكون الطَفلِة هلاماً (gel) ويجب أن تبقى أي مادة معلّقة فيها بشكل معلّق لتجنّب التوضع على قاع البئر. يجب أن تبقى مستقرة في درجات الحرارة والضغوط العالية، كما في شروط السطح. يجب أن لا تزال كيميائيات الطَفلِة بعملية تنظيف الطَفلِة. يجب أن تكون الطَفلِة قادرة على حمل مواد ثقيلة مثل الباريت (barites) للتحكم بضغوط التشكّل. يجب أن تكون متوافقة مع التشكّلات قيد الحفر، مثلاً يجب أن تمنع انتفاخ

غضار التشكّل، وأن لا تخرب بشكل، دائم، نطاق الخزّان. أخيراً وليس آخراً، بما أن هذه الموائع تضخ وتنقل ويتم التخلص منها بكميات كبيرة، يجب أن تكون صديقة البيئة ورخيصة الثمن.

غالباً ما تحضر هذه الموائع باستخدام الماء وتدعى طَفلِة مائية الأساس (Water-Based Muds (WBM)). تستخدم أحياناً منظومة أخرى تعتمد على الزيت طَفلِة نفطية الأساس (Oil-Based Muds (OBM)). تفيد الطَفلِة نفطية الأساس في تزييت سلسلة الحفر بشكل أفضل وتوافقية مع تشكّلات الغضار والملح، وتعطي معدل اختراق أعلى بكثير. استخدم عادة وقود المازوت في تحضير الطَفلِة نفطية الأساس. خلال العمليات، كان يتم التخلّص من كميات كبيرة من الفتات الملوّث على قاع البحر. لم يعد هذا التطبيق مقبولاً بيئياً. إذا احتوى الفتات على طَفلِة نفطية الأساس أو أي مائع خطر، يتطلب استعمال منظومة طَفلِة مغلقة الدارة (closed-loop mud system). يجب إزالة تلوّث الفتات في معمل مخصص على البر أو إعادة ضخّه كملاط في تشكّل مناسب. تُطَوّر باستمرار تراكيب ومنظومات من الطَفلِة، مثلاً موائع الحفر الصناعية التي تحلّ محل الطَفلِة نفطية الأساس، ولكنها آمنة بيئياً (طَفلِة صناعية زيتية الأساس) (Synthetic Oil-Based Mud (SOBM)).

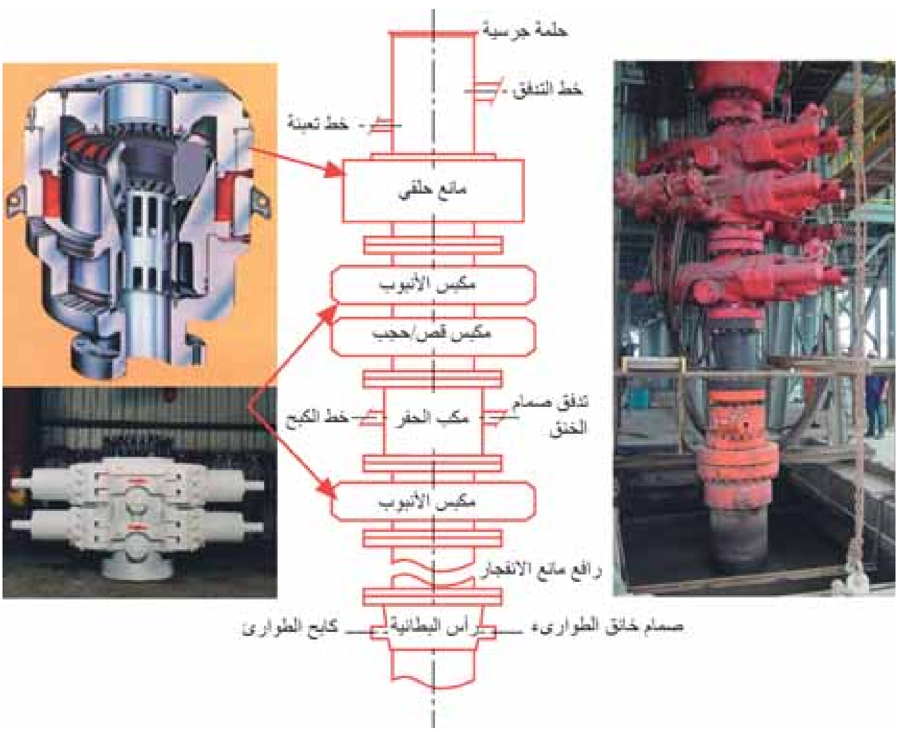
إن لاختيار مائع الحفر وقعاً رئيسياً على تطور البئر وإنتاجه. سنبحث لاحقاً في هذا الفصل العلاقة بين موائع الحفر، عمليات التسجيل والضرر المحتمل بإنتاجية البئر المُسَبّب من غزو الطَفلِة للتشكّل.

إن مانع الانفجار معلم سلامة مهم في كلّ حفّار. كما نوقش سابقاً، إن أحد أهداف طَفلِة الحفر هو تقديم جبهة مائع هيدروستاتيكية لتُوَازن الضغط المسامي للموائع في التشكّلات النفوذة. مع ذلك، ولأسباب مختلفة، (انظر الفقرة 4 ـ 7)، قد «ترفس» البئر أي تدخل موائع التشكّل في البئر، مفسدة توازن المنظومة، دافعة الطَفلِة من الحفرة، وكاشفة الجزء العلوي من الحفرة والمعدّات لضغوط الأعماق تحت السطحية العالية. إن تُركت بدون تحكّم قد تؤدي إلى انفجار، وهي حالة تنسَوق فيها موائع التشكّل إلى السطح بطريقة غير متحكّم بها.

مانع الانفجار هو سلسلة من عناصر الإحكام القوية مصممة لتغلق الفراغ الحلقي بين الأنبوب والحفرة التي تعود منها الطَفلِة إلى السطح. بإغلاق هذا

الطريق، يمكن إغلاق البئر وتجبر الطَفلِة و/أو موائع التشكّل بالمرور عبر صمّام خنق (choke) متحكّم به أو صمّام (valve) قابل للتعديل. يسمح صمّام الخنق هذا لطاقم الحفر بالتحكّم بالضغط الذي يصل إلى السطح لاتّباع الخطوات الضرورية لقتل البئر («killing» the well) أي الإعادة إلى المنظومة المتوازنة. يعطي الشكل (4 ـ 12) مجموعة نمطية لمانع انفجار. يملك المانع الحلقي سدّادة مطاطية تنفخ هيدروليكياً لتنطبق بشدة حول أي أنبوب في الحفرة. يقبض المانع من نوع المكبس (ram) على الأنبوب بمكابس أنبوب فولاذي مبطنة بالمطاط، ويغلق الفتحة بمكابس غير نفّاذة عندما لا يوجد أنبوب في المكان أو بقطع الأنبوب بمكابس قصية هيدروليكية لإغلاق الفتحة.

يُفتَح مانع الانفجار ويُغلَق بواسطة مائع هيدروليكي مخزون في مجَمع تحت ضغط 3000 رطل على الإنش، يطلق عليه أحياناً وحدة «كومي» (Koomy).



الشكل (4 ـ 12): مانع الانفجار.

تُجرى كافة نشاطات الحفر من قبل طاقم الحفر، الذي يعمل بنوبات عمل 8 ـ 12 ساعة. يدير الرجل الحفّار ومعاون الحفّار أجهزة تحكّم بالحفر على أرضية الحفّار، من حيث تمكّنهم الأجهزة بإظهار معاملات الحفر والتحكم بها، خصوصاً:

- حمل الخطاف (hookload).
- عزم دوران سلسلة الحفر.
- ثقل مطبق على رأس الحفر ((Weight On Bit (WOB)).
- عدد الدورات بالدقيقة ((revolution per minute (rpm)).
- ضغط المضخّة والمعدل.
- معدل الاختراق بالدقيقة/ القدم.
- وزن الطَفلِة عند الدخول والخروج من الفتحة.
- حجم الطَفلِة في الخزّانات.

تزوّد عمليات الحفر التي تطبّق نظام القياس أثناء الحفر ((Measurement While Drilling (MWD)) (انظر الفقرة 4 ـ 5) مهندسي الحفر بمعاملات التشكّل، وضغط البئر مع العمق ومعطيات الاتجاه في الزمن الحقيقي.

تتطلب عمليات الحفر، بالإضافة إلى طواقم الحفر، عدداً من المختصين بهندسة الطَفلِة، والتسجيل البئري، والالتقاط (fishing). . . . إلخ، ولا ننسى طواقم الصيانة والطبّاخين وعمال التنظيف. من المألوف وجود 40 ـ 90 شخصاً في الموقع، اعتماداً على نوع الحفّار والموقع. تدار العملية في الموقع من قبل «رجل الشركة» (Company Man)، الذي يمثل مدير المشروع، وكذلك «مدير الحفّار» (Rig Manager) وهو ممثل متعهد الحفر.

4 ـ 4 **إعداد الموقع** Site preparation

حالما تتوضح أهداف البئر، يجب اتخاذ قرارات أخرى. أحد القرارات هو أين يجب تحديد موقع الحفر بالنسبة إلى الهدف تحت السطحي وأي نوع حفّار يجب استخدامه.

إذا لم يكن قد جرى حفر مسبق في المنطقة، يجب إجراء تقييم الوقع

البيئي كخطوة أولى. يجرى تقييم الوقع البيئي عادة من أجل:

- تحقيق المتطلبات القانونية للدولة المضيفة.
- التأكد من أن نشاط الحفر مقبول من البيئة المحلية.
- تقدير المخاطر والمسؤولية القانونية في حالة الحوادث.

قد يتضمن تقييم الوقع البيئي اهتمامات مثل:

- حماية مواقع ذات أهمية خاصة (مثلاً محميات طبيعية، مواقع أثرية).
- تحكّم بالضجيج في مواقع مبنية.
- هبوب الهواء.
- الدفق والتخلص من النفايات.
- الوقع البصري.
- حركة المرور (نقل الحفّار والتزويد).
- استجابة الطوارئ (مثلاً، الحريق والانسكابات النفطية).

إن تقييم الوضع البيئي، ملف مهم، غالباً على المسار الحرج لمشروع الحفر. ففي المناطق الجديدة قد لا تكون المعطيات البيئية متوفرة. قد يمتد جمعها على مدى عدة مواسم للحصول على معاملات مثل: التيارات ومسارات الهجرة ومواطن التوالد (habitats) ونماذج الطقس.

4 ـ 4 ـ 1 **المواقع الشاطئية** Onshore sites

يجرى مسح الموقع، الذي يعيّن منه عدد من المعاملات الجيوتقنية، مثل سعة حمل التربة في الموقع المخطّط، طرقات الدخول المتوقعة، المحظورات السطحية مثل مناطق البناء، والبحيرات، المحميات الطبيعية والطبوغرافيا العامة ومصادر المياه الممكنة. يسمح المسح بتحضير كافٍ للموقع المستقبلي. مثلاً، تحتاج تربة المناطق المستنقعية الشاطئية للتغطية بحصيرة داعمة.

يعتمد قياس موقع الحفّار على المتطلبات العملياتية وعلى المحظورات السطحية المحتملة والمفروضة من مواقع خاصة. سوف يحدد بما يلي:

- نوعية برج الحفر والصارية (الذي يعتمد على الأحمال المطلوبة)، ويجب

أن يكون ممكناً تجهيزه في الموقع.

- وضع معدّات الحفر.
- قياس حفرة النفايات.
- مقدار مساحة التخزين المطلوبة للمواد الاستهلاكية والأجهزة.
- عدد الآبار التي ستحفر.
- فيما إذا كان الموقع سيكون دائماً (في حال تطوير الحفر).

يمكن أن يزن الحفّار القاري ما يزيد على 200 طن، وينقل بأحمال أصغر للتجميع على الموقع.

يجب قبل تحريك الحفّار والمعدّات الإضافية تنظيف الموقع من النباتات وتسويته. للحماية من انسكاب محتمل للهيدروكربون والكيميائيات، يجب تغليف الموقع بطبقة بلاستيكية رقيقة وإقامة منظومة صرف مغلقة. يجب أن تتأكد إدارة الموقع بأنه يمكن حجز أي مُلَوِّث والتخلص منه بشكل آمن.

إذا تطلّب طاقم الحفر والخدمة الإقامة في الموقع، يجب بناء مخيّم. توجب متطلبات السلامة، بناء المخيّم على مسافة من الحفّار وأن يتألف من مختلف أنواع الحجرات المتنقلة. يتطلب المخيّم حفرة نفايات وطرقاً سالكة ومواقف سيارات ومُزَوّد ماء شرب.

4 ـ 4 ـ 2 **المواقع البحرية (البعيدة عن الشاطئ)** Offshore sites

تعتمد متطلبات المسح على نوع الحفّار وعلى مدى تطوير الحفر، مثلاً بئر استكشافية واحدة أو إقامة سترة حفر (drilling jacket).

تبلغ مساحة منطقة مسح نمطية حوالى 4 x 4 كيلومتر، ومتمركزة حول الموقع المخطّط. قد يتضمن المسح ما يلي:

- **مسح قاع البحر** Seabed survey: يؤدي إجراء مسح بالصدى عالي ـ التحليل (high-resolution echo-sounding) وتصوير براسم الأعماق (sonar imaging) إلى وضع صورة دقيقة لقاع البحر. تسمح التقنية للمفسر بالتعرف على المعالم مثل أنابيب النفط والأرصفة البحرية وحطام السفن. وخصوصاً عند اعتبار حفّار مرفوع، يتطلب ذلك خريطة دقيقة لتلك المعيقات لتثبيت أرجل

الحفّار بشكل سليم. قد يُظهر هذا المسح أحياناً بنيات شبيهة بالفوهات البركانية (ندوب pockmarks)، هذا شيء عادي في العديد من المناطق. هذه نتيجة هروب الغاز من الطبقات العميقة إلى السطح، وقد تشير إلى وجود خطر من تجمعات الغاز الضحلة.

● **المسح السيسمي الضحل** shallow seismic: خلافاً للمسح السيسمي العميق الذي يستهدف مقطع الخزّان، يتم اختيار معاملات المسح الضحل لتزويد التحليل الأعظمي ضمن الطبقات الرسوبية القريبة من السطح (مثلاً، الـ 800 متر العليا). الهدف هو كشف وجود مؤشّرات لجيوب غازية ضحلة أو نطاقات مائية. قد يكون الغاز محجوزاً ضمن عدسات رملية قريبة من السطح، وقد يدخل إلى البئر إذا تم اختراقها برأس الحفر، مما قد يؤدي إلى حالة انفجار. المداخن الغازية (gas chimneys) هي بنيات هروب (escape structures) للغاز المحقون، حيث ولَّد الغاز المتسرب من الخزّان نطاقاً مشحوناً بالغاز في الطبقات المغطية. فيما لو تم اختراق نطاقات مائية ضحلة فقد تتدفق إلى سطح قاع البحر وتخفّف من استطاعة تَحَمّل كومة الناقل.

● **حفر التربة** soil boring: عندما تتطلب المنشآت المخطّط لها دعم التربة، مثل سترة الحفر أو الحفّارات المرفوعة، يجب تقييم استطاعة التَحَمّل load-bearing (تماماً مثلما على الموقع القاري). تؤخذ عادة مجموعة من اللباب (cores) الضحلة للحصول على عيّنة من الطبقات الرسوبية للدراسة المخبرية.

يجب إجراء مسح للموقع، خصوصاً للحفّارات المرفوعة، قبل كل إعادة عمل للتأكد من أن الحفّار قد وضع بعيداً عن الانطباعات المتشكّلة سابقاً (المنخفضات على قاع البحر التي تركت من أرجل حفّار مرفوع في أعمال سابقة).

4 ـ 5 **تقنيات الحفر** Drilling techniques

إذا درسنا مسار بئر من السطح إلى العمق الكلّي ((Total Depth (TD))، فمن المفيد النظر بشكل منفصل إلى المقطع الضحل والمتوسط وفواصل الخزّان. يشار عادة إلى المقطع الضحل باسم الفتحة العليا (top hole)، ويتألف من رسوبات غير متماسكة، وبالتالي تكون قوة التشكّل منخفضة، ويجب اختيار معاملات الحفر والمعدّات بشكل مناسب.

إن مقطع الخزّان هو الأكثر تماسكاً والهدف الرئيسي الذي حفرت البئر من أجله، لذا يجب التأكد من أن عملية الحفر لن تخرب أي طبقة منتجة.

4 ـ 5 ـ 1 **حفر الفتحة العليا** Top hole drilling

يتطلب إنشاء قاعدة ينطلق منها الحفر في المقطع الأول من البئر. ففي موقع قاري، يجب أن يكون قبو (cellar) من الأسمنت حيث يوضع فيه مرشد (conductor) أو أنبوب موقد (stove pipe) قبل جلب الحفّار. لاحقاً، سوف يحتوى «شجرة الميلاد (Christmas tree) (مجموعة من السدّادات والصمّامات للتحكّم بالإنتاج)، حالما ينتهي حفر البئر ويبعد الحفّار عن الموقع (الشكل 4 ـ 13).



الشكل (4 ـ 13): **قبو وشجرة الميلاد في موقع أرضي.**

كما في صناعة البناء، يتم غرز (piling) المرشد بإسقاط أثقال على الأنبوب أو باستخدام مطرقة هيدروليكية حتى يتوقف أي إدخال. في البيئة البحرية، يتم إمّا دعم المرشد (مثلاً على منصّة) أو تحفر عادة حفرة كبيرة القطر، وينزل إليها المرشد ويثبت بالأسمنت. حالما يحفر الرأس الحفّار تحت المرشد، يقال عن البئر بأنها قد غُرِست (spudded).

تحفر الفتحة العليا عادة برأس حفر كبير القطر (بين 22 أو 27 إنش). يصمم رأس الحفر (من نوع مخروط دحروج roller cone type) لحفر تشكّلات،

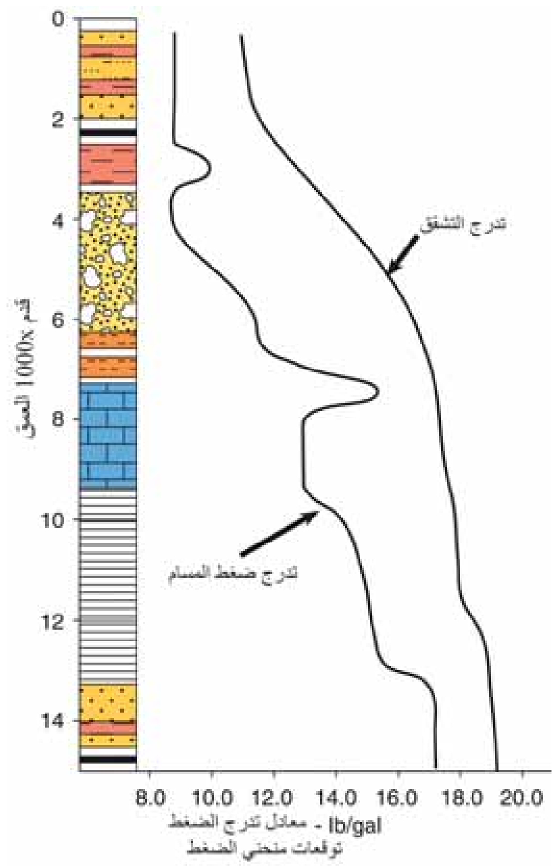
غالباً، طرية. نتيجة لقطر الفتحة ومعدل الاختراق السريع، يجب معالجة كميات كبيرة من التشكّل المحفور وإزالتها من منظومة دوران الطَفلِة. يتم غالباً تخفيض سرعة الاختراق للسماح بإزالة الفتات وتنقية الطَفلِة. في بعض الحالات، تخفف المشكلة بحفر أولاً حفرة مرشدة (pilot hole) بقطر رأس حفر أصغر (12.5 إنش) ولاحقاً يحفر المقطع ثانية بالقياس المطلوب باستخدام فاتح الحفرة (hole opener). يكون هذا أساساً رأس حفر أكبر من رأس الحفر الأصغر. يتم استخدام فاتح الحفرة إذا كان سيجرى في الحفرة قياس (معظم أدوات التسجيل ليست مصممة لأقطار فوق 17.5 إنش) وفيما إذا كان مطلوباً القيام بحفر اتجاهي دقيق.

يتم في النهاية تثبيت تبطين سطحي بالأسمنت لمنع انهيار الفتحة وصيانة الحوامل المائية الضحلة.

4 ـ 5 ـ 2 **المقطع المتوسط والخزّان** Intermediate and reservoir section

يجب في معظم الحالات حفر مقطع متوسط بين الحفرة العليا ومقطع الخزّان. يتألف هذا المقطع من صخور أكثر تصلباً من الحفرة العليا. تزداد غالباً زاوية الميل كثيراً في هذا الفاصل لتصل إلى الهدف تحت السطحي، وقد يصل الرحيل الجانبي من الإحداثيات السطحية عدة كيلومترات. يجب تحديد وزن الطَفلِة بناء على ضغط المسام المتوقع (من المعطيات السيسمية أو المعطيات المقاسة من آبار التجريب (offset wells). يجب أن يفوق الضغط المطبق من عمود الطَفلِة ضغط التشكّل للحفاظ على رجحان التوازن (overbalance) ومنع الحفرة من الانهيار، لكن يجب أن يكون أصغر من الضغط الشقي (fracture pressure) للتشكّل (الشكل 4 ـ 14). إذا تم تجاوز قوة التشكّل، قد يحدث تشقق، وينتج فقدان للطَفلِة وتخريب التشكّل. إن استقرار البئر/التشكّل هو مجال الجيوميكانيك (geomechanics). يبرز التحدي في تخطيط البئر عندما تُظهّر صلابة الصخور، وبالتالي استقرار البئر تغيّرات كبيرة اعتماداً على زاوية البئر واتجاهها، كما يبدو من الشكل (4 ـ 15). في هذا المثال، قد يتطلب الفرق الصغير بين تدرج التشقق (fracture gradient) وتدرج الانهيار (collapse gradient) في حال الانحراف العالي، مراجعة مسار البئر المخطّط منذ البداية في المقطع المتوسط ومقطع الخزّان.

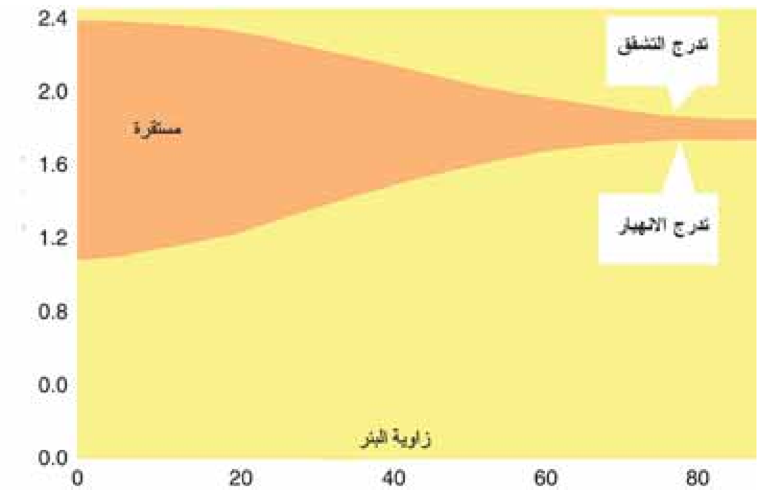
يتم وضع تبطين متوسط فوق الخزّان لحماية النطاقات الحاملة للماء والمضغوطة هيدروستاتيكياً من تدفق هيدروكربون ربما، مفرط الضغط (overpressured) ولضمان سلامة البئر فوق المجال المستهدف. ففي الحقول الناضجة الذي مازال الإنتاج منها جارياً لسنوات عديدة، قد يظهر الخزّان انخفاضاً شديداً في الضغط، أخفض من النطاقات العليا ذات الضغط الهيدروستاتيكي. تغطي الفقرة (4 ـ 6) التبطين وضخ الأسمنت.



الشكل (4 ـ 14): يجب أن يكون غلاف وزن الطَفلِة بين تدرج ضغط المسام وتدرج التشقق.

تذكّر، قبل الاستمرار بفحص مظاهر الحفر عبر الخزّان، بأن الخزّان هو الهدف الرئيسي للبئر ومصدر القوة المستقبلي للشركة. إذا أتلفت عملية الحفر التشكّل، فقد يتأخر الإنتاج أو يضيع نهائياً. ففي الآبار الاستكشافية، قد لا تكون

المعلومات من التسجيل البئري والاختبار كافية لتقييم إمكانيات النجاح تماماً، إذا لم تكن الفتحة خاضعة للمعايرة، ممّا قد يحتمّ تغيير المسار (sidetracking) أو بئر إضافية. من ناحية أخرى، هنالك مجال واسع لتحسين الإنتاج وقيمة معلومات البئر بالاختيار الحذر للتقنية والتدريب.



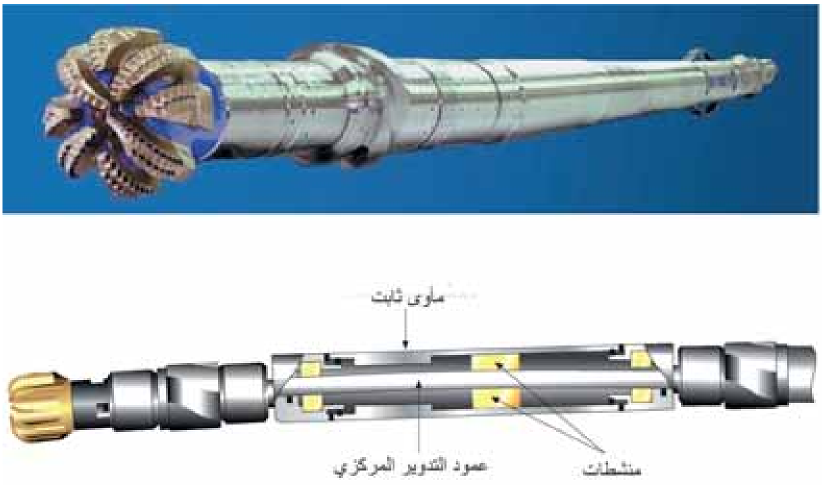
الشكل (4 ـ 15): مثال عن العلاقة بين وزن الطَفلِة واستقرار البئر.

ففي بعض المناطق، مثل وسط بحر الشمال، المناطق البحرية لكندا، وعلى شاطئ كاليفورنيا يوجد تراكمات ذات ضغط عالٍ وحرارة عالية (High Pressure High Temperature (HPHT)). قد تواجه الآبار درجات حرارة الخزّان أعلى من 370 درجة فهرنهايت (190 درجة مئوية) وضغوطاً أعلى من 15000 ليبرة/إنش. تعتبر هذه الظروف تحدياً لموائع الحفر ومحركات الطَفلِة والعدادات وأدوات السبر البئري. على الخصوص، مكوّنات مثل البطاريات والحساسات والإلكترونيات والسدادات الممرونة (seal elastomer) التي يجب تطويرها خصيصاً لهذه الظروف الحدية.

4 ـ 5 ـ 3 **الحفر الموجّه** Directional drilling

يجرى الحفر الموجّه عادة بمنظومة دوّارة قابلة للتوجيه (rotary steerable system) (الشكل 4 ـ 16). توضع وحدة توجيه وتحكّم في البئر بجانب تجمع الرأس الحفّار. تقوم وسائد (محفزات actuators) دوّارة موازنة موجهة إلكترونياً

بتطبيق قوة موجهة متواصلة على عمود القيادة الذي يوجه رأس الحفر بالاتجاه المرغوب فيه. تدار بنفس الوقت سلسلة الحفر بحيث ينظف البئر. تقوم وحدة تحكم بالتأكد من أن زاوية الحفرة لم تزدد أو تنقص بسرعة بحيث تخلق حالة «انعطاف» (dog legs) مما ينتج عزم دوران زائد ومقاومة. إن المنظومة الدوّارة قابلة التوجيه مصحوبة بأدوات تسجيل موجودة في سلسلة الحفر بجانب الرأس الحفّار، مما يسمح بتوجيه مستمر لمسار البئر بالشكل الأمثل.



الشكل (4 ـ 16): المنظومة الدوّارة قابلة التوجيه.

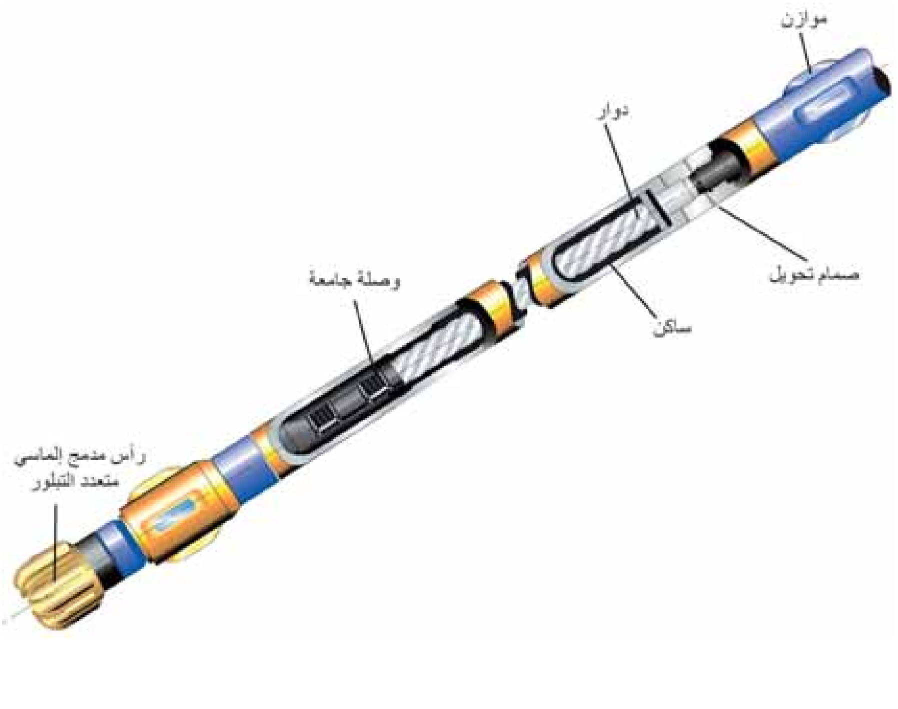
تستخدم أيضاً عنفات (mud turbines) طَفلِة ومحركات الطَفلِة (mud torbines) في الحفر الموجّه. إن الحركة الدورانية لسلسلة الحفر مقتصرة على قطاع محرك الطَفلِة أو العنفة، بينما تتحرك بقية سلسلة الحفر بالانزلاق أو قد تدار بسرعة منخفضة لضمان نظافة البئر. ففي مثال العنفة الظاهرة في الشكل 4 ـ 17، تضخ الطَفلِة بين الدوار (rotar) وقطاع الساكن (stator) محرضة حركة دورانية تنقل إلى رأس الحفر. يستعاض عن المحركات والعنفات بالمنظومة الدوّارة قابلة التوجيه لأسباب تتعلق بالكلفة والتشغيل. ينحصر عملها بتطبيقات مثل البدء بمسار جانبي (kicking off) أو عندما يُطلب القيام بتغيّر حاد بالزاوية ببئر مستقيمة قصيرة نصف القطر.

تسمح لنا التطورات الحالية بتقنية الحفر والإكمال (completion) بإنشاء آبار

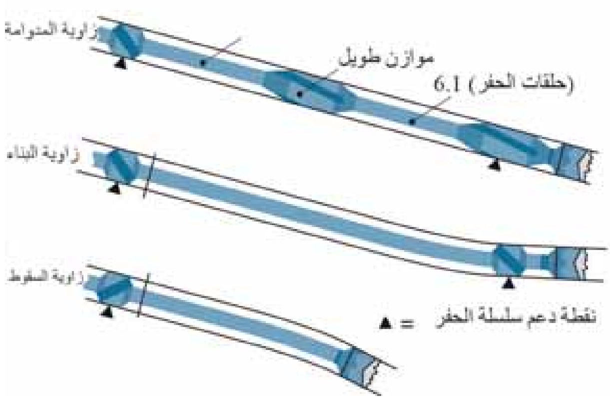
معقدة على مسارات ثلاثية الأبعاد. بالإضافة إلى الآبار الشاقولية، يسمح لنا الحفر الموجه (directional drilling) ببناء أو الحفاظ على زاوية الحفرة وإدارة رأس الحفر باتجاهات مختلفة. وهكذا نحن قادرون على توجيه مسار البئر بالشكل الأمثل فيما يتعلق بنوعية الخزّان ومتطلبات الإنتاج أو الحقن (injection). قد تتطلب، أحياناً، قيود على السطح (مثلاً، مناطق البناء) أو تحت السطح (مثلاً، غاز ضحل أو فوالق أو خزّانات عدسية) اتباع مسار خاص للبئر.

إن توجيه البئر مدعوم بمُوازِنات تشكّل جزءاً من سلسلة الحفر. يمكن تنشيط الشفرات (blades) أو تعطيلها من السطح بناء على ما إذا كان سيحافظ على الزاوية أو زيادتها أو إنقاصها (الشكل 4 ـ 18).

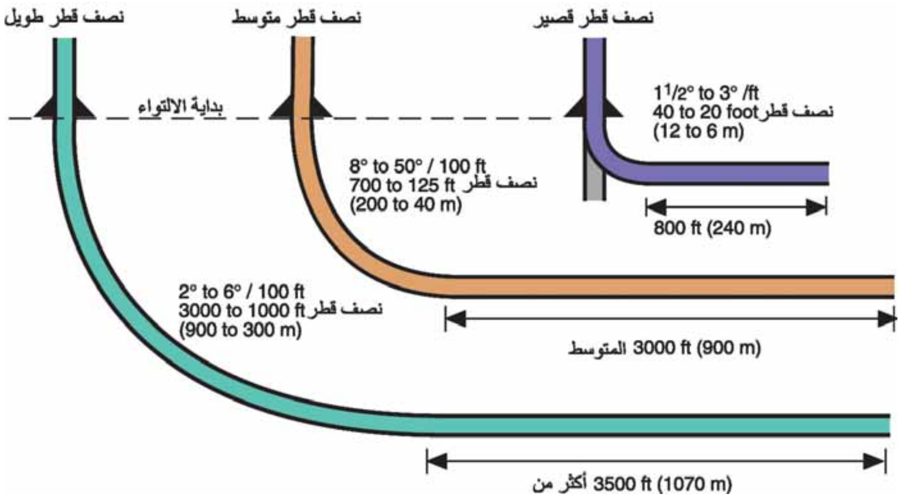
قد تسبب زوايا شديدة الانحراف (أكبر من 60 درجة) مقاومة زائدة وعزماً دورانياً أثناء الحفر، وأيضاً، قد تجعل من الصعب خدمة البئر لاحقاً بأدوات (tools) سلكية نظامية.



الشكل (4 ـ 17): عنفة الطَفلِة.



الشكل (4 ـ 18): أنواع من مجموعات الحفر الموجّه.



الشكل (4 ـ 19): أنصاف أقطار البئر الأفقية.

4 ـ 5 ـ 4 **الحفر الأفقي** Horizontal drilling

لو أخذنا بعين الاعتبار التوزع الجانبي لصخر الخزّان أو موائع الخزّان، قد تؤدي بئر أفقية إلى المسار الأمثل. يظهر الشكل (4 ـ 19) أنواع الآبار الأفقية التي حفرت. إن معدل إنشاء الزاوية هو الفارق الرئيسي من وجهة نظر الحفر. تفضل

الزوايا المتوسطة لأنه يمكن حفرها، والتسجيل بها وإنجازها بمعدّات نظامية مناسبة. يمكن التحكم بهدف الحفر الأفقي ضمن نافذة شاقولية أقل من مترين.

اعتمد نجاح الآبار الأفقية بشكل كبير على تطوير أدوات تنسب موقع رأس الحفر تحت السطحي إلى أرضية الحفر في الزمن الحقيقي. طوّرت التحسينات في هذه التقنية بشكل عالي الدقة، يتم بها توجيه مسارات الآبار إلى الهدف. يتم القياس أثناء الحفر بإدخال مسبار (sonde) في سلسلة الحفر قريب من رأس الحفر. تم تحسين الأدوات، التي كانت في البداية تقدم معطيات الاتجاه، إلى درجة يمكن معها جمع المعطيات البتروفيزيائية (petrophysical) أشعة غاما (Gamma Ray (GR))، والمقاومية، والكثافة والمسامية) أثناء الحفر.

تتميز معظم الخزّانات بتغيّرات جانبية واضحة بنوعية الخزّان مماثلة للتغيّرات في الليثولوجيا (lithology). تتوفر الآن تجارياً أدوات حساب تسمح بنمذجة (modeling) استجابات (responses) التشكّل المتوقعة «أمام رأس الحفر». هذا ممكن في المناطق التي تم الحصول فيها على معطيات عن التشكّلات التي ستحفر من آبار سابقة. تحاكى وتقارن استجابة أشعة غاما والكثافة المتوقعة بالأثر المماثل الملتقط من قبل الأداة. هكذا، يمكن نظرياً توجيه رأس الحفر إلى الأجزاء عالية النوعية من الخزّان. تُمَكّن قياسات المقاومية الكهربائية الحفّار من توجيه رأس الحفر فوق حد تماس الهيدروكربون مع الماء (Hydrocarbon Water Contact (HCWC))، وهي تقنية مستخدمة، على سبيل المثال، لإنتاج الحواف النفطية الرقيقة. تطبق هذه التقنيات، معروفة باسم توجيه جيولوجي (geosteering)، بشكل متزايد للتطوير الأمثل للحقول. يعتمد التوجيه الجيولوجي أيضاً، على توفر معطيات سيسمية عالية النوعية، وربما أخذ عيّنات باليونتولوجية (palaeontological) مفصلة.

4 ـ 5 ـ 5 **آبار متعددة الاتجاهات الجانبية** Multilateral wells

يُعتبر حَفْرُ عدد من الآبار المتفرعة عن بئر مركزية خياراً جذّاباً، في الحالات التالية:

- عندما تكون إنتاجية البئر منخفضة، ولكن يمكن تحسينها بشكل كبير بزيادة مساحة سطح الخزّان المكشوفة للبئر (الشكل 4 ـ 20).
- في الخزّانات عدسية (lenticular) الشكل.

● حيث تكون طبقات الخزّان مفصولة بحواجز نفوذية.



الشكل (4 ـ 20): نموذج لبئر متعدد الاتجاهات الجانبية لزيادة تماس الخزّان.

أثناء الحفر والإكمال خاصة، أكثر تعقيداً، يكون للآبار متعددة الاتجاهات الجانبية أفضلية لأنها تتطلب فتحة واحدة من السطح. إذا لم يكن هنالك موصلات احتياطية (conductors) على المنصّة، يكون هذا خياراً جذاباً. تكون الآبار متعددة الاتجاهات الجانبية في الحقول الناضجة، الأكثر ملاءمة لاستنزاف الجيوب المتبقية من الهيدروكربون. في التطويرات تحت البحرية يمكن أن تقدم الآبار متعددة الاتجاهات الجانبية أفضلية من ناحية الكلفة على الآبار التقليدية.

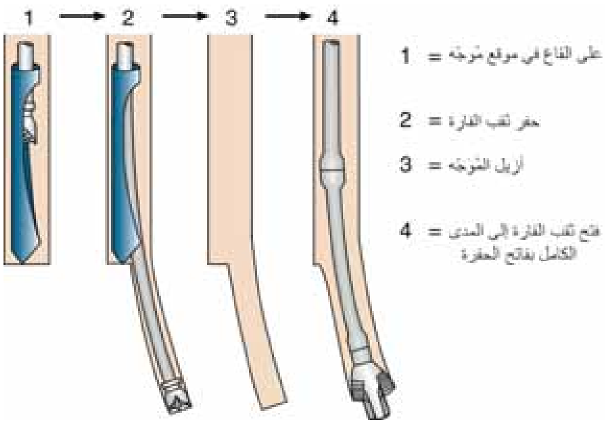
لمباشرة حفر كل فرع، تستخدم منظومة دورانية قابلة للتحكم أو مُوَجّه (whipstock). والأخير هو إسفين فولاذي منحنٍ يدخل في البئر، ومجبراً تجمع الحفر بالتوجه في السمت المخطّط له (الشكل 4 ـ 21).

4 ـ 5 ـ 6 **الحفر بعيد المدى** Extended reach drilling

تُعَرّف بشكل عريض، البئر بعيدة المدى بأن انزياحها الأفقي أكبر بمرتين،

على الأقل، من عمقها الشاقولي. بالتقنيات الحالية أمكن إنجاز نسبة أكبر من 4 (الانزياح الأفقي/العمق الشاقولي).

إن حفر الآبار بعيدة المدى (Extended Reach Drilling (ERD)) أكثر صعوبة من الناحية التقنية، وبسبب درجة الهندسة المطلوبة لكلّ بئر، يطلق عليها أحياناً تعبير «بئر المصمم» (designer well).



الشكل (4 ـ 21): تغيير مسار البئر بواسطة مُوَجّه.

يؤخذ الحفر بعيد المدى بعين الاعتبار عندما:

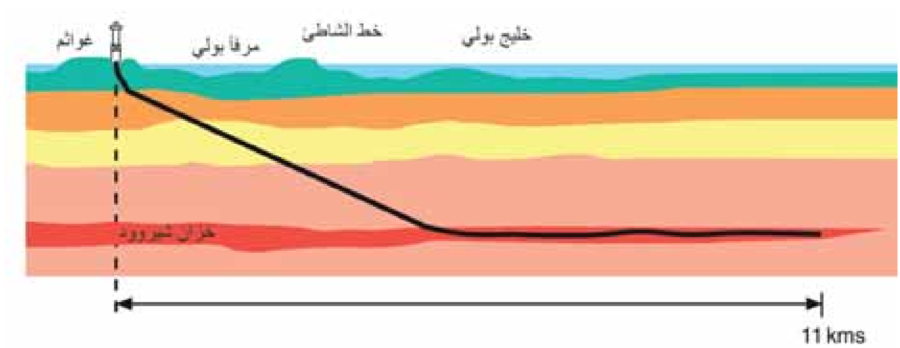
- توجد العوائق السطحية.
- توجد التجمعات الهامشية على بعد عدة أميال من المنصّات/التفرعات العنقودية للآبار القائمة.
- يقلل الحفر بعيد المدى عدد منصّات الحفر المطلوبة.

يعرض الانحراف الكبير (غالباً حتى 85 درجة) والانزياح الأفقي الطويل سلسلة الحفر لمقاومة وعزم دوراني عاليين. إن تنظيف الفتحة (إزالة الفتات) والتبطين بالأسمنت أكثر صعوبة بسبب زيادة تأثير قوى الجاذبية مقارنة بالآبار منخفضة الزاوية. هكذا، تتطلب آبار الحفر بعيد المدى حفّارات أثقل وأفضل تجهيزاً مقارنةً بالآبار النمطية، وتستغرق زمناً أطول بالحفر. تستخدم منظومات

القيادة العليا (top drive systems) بشكل روتيني بالمشاركة مع المنظومات الدوّارة القابلة للتحكم.

ليس مفاجئاً أن تكون الكلفة أعلى بعدة مرات من الآبار التقليدية. مع ذلك، فقد تفضّل اقتصاديات المشروع الحفر بعيد المدى عن خيارات التطوير الأخرى. على سبيل المثال، طوّرت بريتش بتروليوم (BP) الجزء البحري من حقل ويتش فارم (Wytch Farm) (الواقع تحت مرفأ بول هاربور (Poole Harbour) في دورسيت (Dorset) في المملكة المتحدة) من موقع على الشاطئ. استهدفت الآبار الخزّان على عمق شاقولي مقداره 1500 متر وانزياح جانبي يفوق 11000 متر (الشكل 4 ـ 22). كان البديل بناء موقع حفر على جزيرة صناعية في بول بي Poole Pay. ربما وفّر الحفر بعيد المدى كمية معتبرة من المال وسبق إنتاج البترول الأول بعدة سنوات.

ربما كان التطوير التابعي تحت البحري هو البديل الحيوي للحفر بعيد المدى.



الشكل (4 ـ 22): الحفر بعيد المدى (بريتش بتروليوم، ويتش فارم).

4 ـ 5 ـ 7 حفر البئر النحيلة Slim hole drilling

استخدم حفر البئر النحيلة لعدد من السنوات من قبل شركات المناجم. حديثاً، طورت الصناعة النفطية الحفّارات ومركبات سلسلة الحفر ومعدّات التسجيل البئري التي تسمح بحفر أبار أصغر قطراً وإكمالها. استخدم التعبير «الآبار النحيلة» للبئر التي يكون لـ 90٪ من طولها أو أكثر قطراً مقداره 7 إنش

أو أقل. من حيث المبدأ، يمكن حفر البئر النحيلة من حفر آبار بكلفة منخفضة جداً (تتراوح التقديرات بين 40 إلى 60٪). يأتي تخفيض الكلفة من عدة مصادر:

- تحضير موقع أقل.
- سهولة تحريك المعدّات.
- تخفيض بكمية المستهلكات (رؤوس الحفر والأسمنت والطَفلِة والوقود).
- فتات أقل للتخلص منه.
- معدّات أصغر.

يزن حفّار البئر النحيلة خمس وزن الحفّار التقليدي، وقد يفتح حجمه الصغير آفاقاً جديدة بجعل التنقيب اقتصادياً في مناطق حساسة بيئياً أو صعبة الوصول.

يسلّط الجدول التالي الضوء على إمكانيات حفر البئر النحيلة:

نوع الحفّار	تقليدياً	البئر النحيلة
قطر البئر (إنش)	8.5	3-6
وزن سلسلة الحفر (طن)	40	5-7
وزن الحفّار (طن)	80	10
مساحة موقع الحفر (٪)	100	25
الطاقة المُقَامَة (كيلووات)	350	70-100
سعة خزّان الطَفلِة (برميل)	500	30
حجم البئر (برميل/ 1000 قدم)	60	6-12
عدد الطاقم	25-30	12-15

قد يؤدي الانخفاض الكبير في حجم آبار البئر النحيلة إلى مشاكل، فيما لو حدث تدفق نحو الداخل (انظر الفقرة 4 ـ 7). إن الحفر الأعظمي بطريقة البئر النحيلة يعتبر حالياً تقييداً آخر لهذه التقنية.

تمّ تكييف بعض حفّارات البئر النحيلة من وحدات استخدمت من قبل

شركات التنقيب المنجمي وصمّمت للسماح بأخذ عيّنات لبابية (coring) مستمرة بدلاً من تفتيت التشكّل. تستخدم هذه الحفّارات أحياناً لآبار جمع المعطيات في مجازفات الاستكشاف. إنها ملائمة نمطياً للمواقع البعيدة، لأنه يمكن نقلها لقطع بواسطة الهليوكوبتر helicopter.

4 ـ 5 ـ 8 **الحفر ملفوف الأنبوب** Coiled tubing drilling

ظهرت نسخة خاصة من حفر البئر النحيلة كبديل قابل للتطبيق، هو الحفر بأنبوب ملفوف ((Coiled Tubing Drilling (CTD) (الشكل 4 ـ 23). في حين تجري عملية الحفر المعياري باستخدام قطع من أنبوب الحفر، ويستخدم الحفر ملفوف الأنبوب أنبوباً بدون دروز مصنوعاً من فولاذ عالي المرتبة. يتغيّر القطر بين 1.74 إلى 3.5 إنشاً. تلف سلسلة الحفر على بكرة كبيرة القطر بدلاً من تقطيعها.

فوائد الحفر ملفوف الأنبوب عديدة:

- لا توجد تقريباً معالجة للأنبوب.
- تحكم أفضل للبئر يسمح بحفر متوازن أو تحت متوازن مما ينتج منه معدل اختراق أكبر وتقليل احتمال تخريب التشكّل.
- وقع بيئي أقل.
- كلفة أقل لتحضير الموقع، معدلات يومية أقل، تكاليف تحريك وتثبيت أقل.
- إكمال أسهل باستخدام تصوير طبقي محوسب (Computerized Tomography (CT)) كسلسلة إنتاج (production string).

مع ذلك، يقتصر الحفر ملفوف الأنبوب على الآبار النحيلة، وما زالت موثوقية بعض مركبات سلسلة الحفر مثل محركات داخل الحفرة قيد التحسين. حالياً، تُقَيّد كلفة بناء حفّار الحفر ملفوف الأنبوب التطبيق الواسع لهذه التقنية.



الشكل (4 ـ 23): وحدة حفر ملفوف الأنبوب.

4 ـ 6 التبطين والسمنتة Casing and cementing

تَصَوّر وجود خزّان على عمق 2500 متر. قد نحاول حفر بئر واحدة مستقيمة على طول الطريق إلى ذلك العمق. ستنتهي هذه المحاولة إما بانهيار الحفرة حول رأس الحفر، أو بفقدان مائع الحفر في التشكّلات ذات الضغط المنخفض أو بالحالة الأسوأ وهي تدفق الغاز أو الزيت العشوائي من الخزّان إلى التشكّلات غير المحمية الضحلة أو إلى السطح (انفجار). لذلك، تحتاج البئر من آن إلى آخر لتثبيتها ولحماية تقدم الحفر.

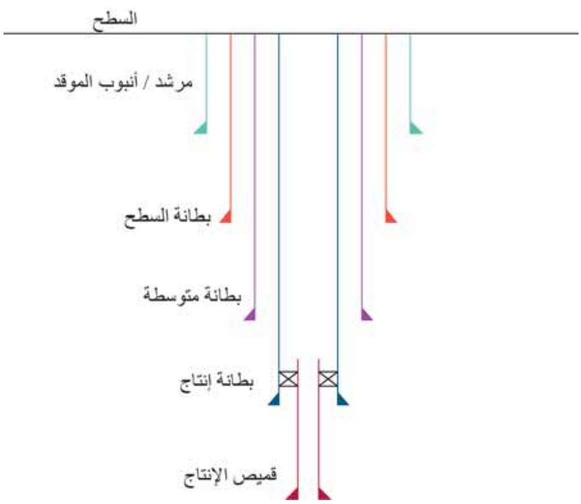
يبدأ تصميم التبطين عادة بمرشد 23 إنشاً، ثم بطانة السطح 18 و5/8 إنشاً (surface casing)، ثم بطانة متوسطة (intermediate casing) فوق الخزّان 13 و3/8 إنشاً، ثم بطانة إنتاج (production casing) عبر مقطع الخزّان 9 و5/8 إنش، وربما قميص إنتاج 7 إنش (production liner) فوق مقطع الخزّان الأعمق (الشكل 4 ـ 24). القميص هو أنبوب تبطين مثبت بحشوة تقوية (packer) إلى الجزء السفلي من التبطين السابق: لا يمتد على طول إلى السطح، وهكذا يوفر كلفة.

تتوفر وصلات التبطين بمختلف الدرجات اعتماداً على الأحمال المتوقعة

التي سيتعرض لها الأنبوب خلال العمل وعلى مدة حياة البئر. إن المعايير الرئيسية لاختيار التبطين هي:

- **حمولة الانهيار** (collapse load): تنتج من الضغط الهيدروستاتيكي لمائع الحفر، روبة الأسمنت خارج التبطين، ولاحقاً «بالتشكّلات المتحركة»، مثلاً، الملح.
- **حمولة الانفجار** (burst load): هذا هو الضغط الداخلي الذي سيتعرض له التبطين خلال العمل.
- **حمولة الشد** (tension load): ينتج من وزن السلسلة خلال الجريان: وسيكون أعلى في الوصلات العليا.
- **خدمة التأكل** (corrosion service): يسبب ثاني أوكسيد الكربون (CO_2) أو ثاني كبريت الهيدروجين (H_2S) الموجود في مائع التشكّل تأكل سريع لفولاذ الكربون المعياري، ولذلك قد يتطلب فولاذاً خاصاً.
- **مقاومة التحدّب** (buckling resistance): الحمل المطبق على التبطين إذا كان تحت الضغط.

سيحمل التبطين مانع الانفجار الموصوف سابقاً.



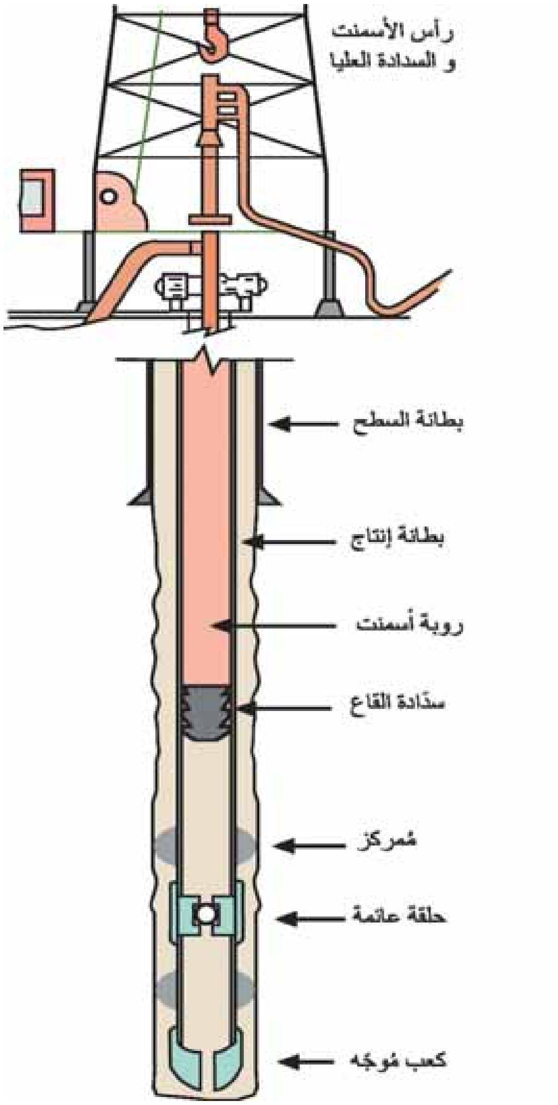
الشكل (4 ـ 24): مخطّط التبطين.

تبطين الجريان running casing: هي العملية التي يتم فيها وصل قطع من أنبوب فولاذي ملولب طول الواحدة 40 قدماً إلى أرضية الحفّار وتنزل في البئر. تحوي الوصلتان السفليتان كعباً مُوَجّهاً (guide shoe)، وهو غطاء واقٍ يسهل هبوط سلسلة التبطين (casing string) عبر البئر. يوجد داخل الكعب المُوَجّه صمّام وحيد الاتجاه يفتح عندما يضخ الأسمنت/ الطَفلِة عبر التبطين فيفتح نحو خارج السلسلة. هذا الصمّام ضروري لأن عمود روبة الأسمنت (cement slurry) سيكون، في نهاية عملية السمنتة (cementing)، أثقل من الطَفلِة في داخل البطانة وستحدث عودة للإسمنت إن لم يوجد.

لتقديم حاجز (barrier) آخر في السلسلة تُدخَل حلقة عائمة (float collar) في الوصلة فوق الكعب المُوَجّه. تمسك الحلقة العائمة بين سدادة القاع (bottom plug) وسدادة القمة (top plug) اللتين توضع بينهما روبة الأسمنت. تضخ روبة الأسمنت (الشكل 4 ـ 25) بين السدادتين المطاطيتين. عملهما هو منع تلوث الأسمنت بمائع الحفر مما قد يؤدي إلى لحام إسمنتي سيئ بين جدار البئر والبطانة. حالما تصطدم سدادة القاع مع الحلقة العائمة، فإنها تتمزق وتنسَوق روبة الأسمنت نحو الأسفل عبر الكعب المُوَجّه ونحو الأعلى خارج البطانة.

وهكذا تمتلئ الحلقة بين البطانة وجدار البئر بالأسمنت. يتوقف نجاح عملية الأسمنت على سرعات روبة الأسمنت في الطوق. يؤدي معدل الضخ السريع إلى تدفق دوامي (turbulent flow)، مما ينتج التحاماً أفضل من الضخ البطيء، تدفق صفحي (laminar flow). يجب أن يوضع الأسمنت بالتساوي حول كل وصلة بطانة. يصبح هذا أكثر صعوبة مع ازدياد زاوية الانحراف لأن وصلات البطانة تنزع للتمدد على الجانب السفلي من البئر مانعة روبة الأسمنت من الدخول بين البطانة وجدار البئر. لتجنب ذلك، توضع نوابض فولاذية، أو مُمَركِزات (centralisers)، على مراحل خارج سلسلة الحفر لتأمين تمركز التبطين في البئر.

حالما تنتهي السَمنَتة، يبدأ «انتظار الأسمنت (Wait On Cement (WOC))»، أي انتظار تصلّب الأسمنت للتكرار مع تجميع جديد بحفر السدادات والوصلة العائمة والكعب، التي صُنعت جميعها من مواد قابلة للحفر بسهولة.



الشكل (4 ـ 25) **: مبدأ التبطين بالأسمنت.**

تدعى العملية المذكورة حتى الآن السمنتة الأولية (primary cementation)، التي هدفها الأول هو:

- ربط البطانة بالتشكّل، وبالتالي دعم جدار البئر.
- منع البطانة من التحدّب في مقاطع حرجة.

- فصل النطاقات الواقعة خلف البطانة، وبالتالي منع حركة الموائع بين التشكّلات النفوذة.
- سد المستويات المزعجة مثل نطاقات فقدان الطَفلِة.

قد لا تنجح أحياناً السمنتة الأولية، مثلاً إذا حسب حجم الأسمنت خطأ، أو إذا فقد الأسمنت في التشكّل، أو إذا تلوث الأسمنت بموائع الحفر. في هذه الحالة، يتطلب إجراء سمنتة علاجية أو ثانوية secondary cementation. قد يتطلب هذا تثقيب البطانة على عمق محدد ثم ضخ الأسمنت عبر الثقوب.

قد تطبق تقنية مشابهة لاحقاً خلال حياة البئر لإغلاق ثقوب يتم من خلالها اتصال غير مرغوب مع التشكّل، مثلاً، إذا حدث تسرب للمياه (سمنتة بالضغط squeeze cementation).

سمنتة الإغلاق (plug back cementation) قد يتطلب وضع الأسمنت ضمن البطانة وعبر الثقوب قبل تغيير مسار بئر أو عند وقف التشغيل نهائياً.

إن كيمياء روبة الأسمنت معقدة. يجب استخدام إضافات (additives) للتأكد من أن الروبة قابلة للضخ لفترة كافية في ضغوط وحرارة أسفل البئر، لكن لتتصلب بسرعة لتجنب تأخير غير ضروري في حفر المقطع التالي. يجب أيضاً أن يحقق الأسمنت قوة انضغاط كافية لتحمل القوى المطبقة من التشكّل مع مرور الزمن. غالباً ما يضخ مائع مباعد (spacer fluid) أمام الروبة لتنظيف البئر من كعكة الطَفلِة (mudcake) وبالتالي تحقيق ربط أسمنتي (cement bond) أفضل بين التشكّل والأسمنت.

4 ـ 7 **مشاكل الحفر** Drilling problems

تستعمل معدّات الحفر وتجرى نشاطات الحفر في بيئات معقدة وغالباً ما تكون عدوانية. قد تجبر الظروف السطحية وتحت السطحية الحفّار وطاقم الحفر للعمل قريباً من حدودهم القصوى. تصل أحياناً شروط العمل غير الروتينية أو غير المتوقعة القيمة المقدرة للمعدّات، وقد لا تكون عمليات الحفر العادية كافية لحالة معطاة. لذا يمكن أن تحدث وتحدث مشاكل حفر.

4 ـ 7 ـ 1 **التصاق الأنبوب** Stuck pipe

يصف هذا التعبير الحالة التي لا يمكن لسلسلة الحفر الحركة نحو الأعلى

أو نحو الأسفل أو الدوران. قد يلتصق الأنبوب نتيجة لمشاكل ميكانيكية خلال عملية الحفر نفسها أو بسبب المعاملات الفيزيائية والكيميائية للتشكّل المحفور. إن معظم أسباب التصاق الأنبوب المعتادة هي كالتالي:

• فروق ضغط زائدة بين البئر والتشكّل. على سبيل المثال، إذا كان ضغط عمود الطَفلِة أعلى بكثير من ضغط التشكّل، يمكن أن يصبح أنبوب الحفر «محشوراً» بجدار البئر (التصاق تفاضلي differential sticking). يحدث هذا غالباً عندما يبقى الأنبوب ثابتاً لبعض الوقت، مثلاً، عند إجراء مسح للانحراف. تتضمن طرائق المنع تخفيف أوزان الطَفلِة، إضافة مركبات تخفيف الاحتكاك للطَفلِة، دوران مستمر للسلسلة أو تحريكها، إضافة ممركزات أو استخدام أطواق حفر لولبية (spiral drill collars) لتصغير مساحة سطح التماس بين السلك والتشكّل، أو منظومة طَفلِة منخفضة فقدان مائع.

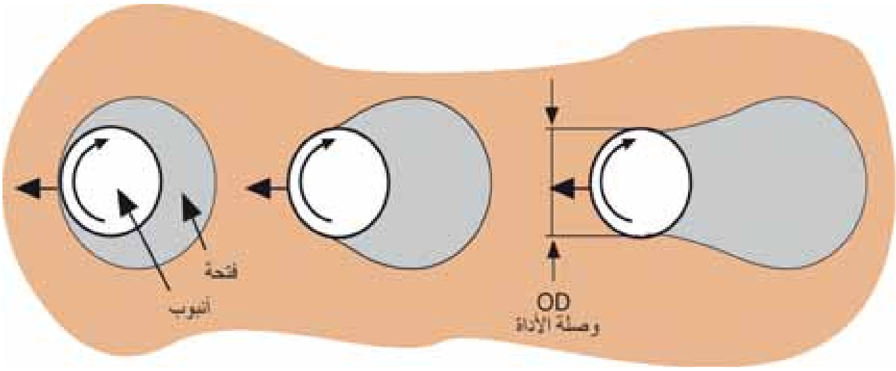
• قد تتشرب بعض فلزات الغضار بعضاً من الماء الموجود في مائع الحفر. سيسبّب هذا انتفاخ (swell) الغضاريات، وأخيراً تخفيض حجم البئر إلى النقطة التي يصبح فيها أنبوب الحفر ملتصقاً. يتم المنع من خلال إضافات الطَفلِة، مثلاً ملح البوتاسيوم الذي يمنع الغضار من الانتفاخ.

• قد تسبّب التشكّلات غير المستقرة أو رأس حفر سيّئ التآكل لفتحات ناقصة السعة (undergauged). الملح هو مثال عن التشكّلات غير المستقرة التي يمكن أن تنساب أثناء تقدم عملية الحفر وتغلق حول أنبوب الحفر. يتم المنع بإضافة مثبتات وموسعات الثقوب (reamers) لمجموعة الحفر.

• قد تؤدي الضغوط المتبقية في التشكّل، الناتجة من القوى التكتونية الإقليمية، إلى انهيار البئر أو تشوهها، مؤدية إلى أنبوب ملتصق. قد تؤدي أحياناً أوزان الطَفلِة العالية إلى تأخير تشوّه البئر.

• إذا أظهر مسار البئر انعطافاً حاداً (تغيّراً مفاجئاً في زاوية الاتجاه)، قد تسبب حركة السلسلة إلى حفر ثلم في جدار البئر من قبل أنبوب الحفر. وأخيراً سيلتصق الأنبوب، هذه العملية تدعى إقعاد المفتاح (key seating) (الشكل 4 ـ 26). أفضل منع يتم بتجنب الانعطاف الحاد للمسار، وتكرار التوسيع أو إدخال المثبتات فوق حلقات الحفر أو إدخال ماسحات مقعد المفتاح (key seat wipers) في السلسلة.

في العديد من الحالات، يمكن تحديد النقطة التي التصق فيها الأنبوب بواسطة «أداة مؤشر النقطة الحرة (free point indicator tool)» وهي مقياس انفعال (strain) كهربائي خاص يتحرك على سلك داخل أنبوب الحفر ويقيس التشوه المحوري والزاوي.



الشكل (4 ـ 26): تطور إقعاد المفتاح (منظر مسقط أفقي للحفرة).

يمكن حساب تقدير أولي للمكان الذي التصقت فيه السلسلة بتطبيق شد على سلسلة الحفر زيادة على وزن سلسلة الحفر ثم قياس مقدار التمدد في الأنبوب. قد تستخدم هذه المعلومات لتقرير أين يجب سحب السلسلة إذا لم يكن بالإمكان استرجاع الجزء العميق.

إذا لم يكن ممكناً حقاً استعادة السلسلة بالشد العالي، تنزل شحنة متفجرة أو كيميائية في داخل البئر إلى أعلى القطعة الملتصقة ويستعاد الأنبوب الذي يعلو الجزء الملتصق بعد قطع السلسلة. نظراً إلى أن مجموعة الحفر وإعادة الحفر بتغيير مسار الحفر مكلفة، تجرى محاولة أخرى لاستعادة الأنبوبيات (tubular) (تدعى أحياناً بالسمكة) المتروكة في البئر. هذا تطبيق واحد من عمليات الالتقاط (fishing) المشروحة سابقاً.

4 ـ 7 ـ 2 **الالتقاط** Fishing

يشير الالتقاط إلى استعادة جسم غريب من البئر. تطلب عمليات الالتقاط إذا كان الجسم سيعيق أي تقدم في الحفر، إما بإعاقة السلسلة أو بتخريب

الرأس الحفّار. غالباً ما تتألف هذه « الخردة (junk)» من مواد صغيرة غير قابلة للحفر، مثل بزابيز رأس الحفر (bit nozzles)، أو مخاريط رأس الحفر (rock bit cones) أو أجزاء مكسورة من المعدّات. الأسباب الأخرى للالتقاط هي:

- أنبوب حفر متروك في البئر (إما نتيجة الفتل أو سحب السلسلة أو عمليات السمنتة).
- أشياء سقطت في البئر قد تؤدي إلى مشاكل كبيرة في الحفر (مثلاً، أدوات من أرضية الحفّار أو أجزاء من سلسلة الحفر).

تُكَلّف مجموعات قاع البئر وبعض أنواع من معدّات أسفل البئر (مثلاً، أدوات التسجيل البئري، أدوات القياس أثناء الحفر) بضعة مئات ألوف الدولارات الأمريكية. تحتوي بعض أدوات التسجيل البئري مصادر مواد مشعة، وقد تحتاج، للاستعادة أو العزل، إلى أسباب وقائية أو قانونية. مع هذا، وقبل البدء بعمليات الالتقاط، يجب القيام بتقييم الكلفة ـ الفائدة لإثبات أن الوقت المصروف والمعدّات المستخدمة لعمل الالتقاط مبررة بقيمة المُلتَقط أو كلفة تغيير مسار البئر.

بناء على الطبيعة المختلفة لـ «الخردة» تستخدم أنواع متعددة من أدوات الالتقاط.

4 ـ 7 ـ 3 **ضياع دوران الطَفلِة** Lost circulation

تضيع، أحياناً، أثناء عمليات الحفر حجوم كبيرة من الطَفلِة في التشكّل. في هذه الحالة، يصبح دوران الطَفلِة العادي غير ممكن، وينخفض مستوى المائع في البئر، مما يخلق حالة خطرة محتملة، كما يوصف لاحقاً. التشكّلات التي يمكن أن يصبح فيها ضياع الدوران خطراً هي:

- التشكّل عالي المسامية (porous) وخشن الحبيبات (coarse) أو ذو الفجوات (vuggy) الذي لا يسمح بتشكّل كعكة الطَفلِة.
- بنية كارستية (karst structure)، هذه تشكّل من حجر كلسي تعرض للحت مؤدياً إلى منظومة كبيرة الحجم ومفتوحة معادلة لكهف.
- تشكّل هش (low-strength) يمكن أن يحدث فيه شقوق مفتوحة تحت تأثير ضغوط الطَفلِة العالية في البئر.

تعتمد تبعات ضياع الطَفلِة على شدة الضياع، أي كم هي سرعة ضياع الطَفلِة وهل ضغوط التشكّل في مقطع البئر هي هيدروستاتيكية أم فوق هيدروستاتيكية، أي مفرط الضغط (انظر لاحقاً). الطَفلِة غالية الثمن والضياع غير مرغوب به، ولكن يمكن أن يؤدي إلى حالة خطرة محتملة. يمكن التحكم بالضياع المتوسط الدرجة بإضافة «مادة ضياع الدوران (Lost Circulation Material (LCM)) إلى منظومة الطَفلِة، مثل رقائق الميكا أو نحاتة جوز الهند (coconut chippings). تسد مادة ضياع الدوران الفاصل المسامي (porous interval) بتشكّل طبقة مانعة حول البئر تمنع أي غزو طَفلِة لاحق. مع ذلك فإن مادة ضياع الدوران قد تسد عناصر منظومة دوران الطَفلِة، مثل فوهات رأس الحفر، أو مرشحات رجاج الطين الصفحي، وقد تضعف لاحقاً الإنتاجية أو قدرة حقن الفواصل المستهدفة. في الحالات الحادة، يمكن التحكم بالضياع بحقن روبة أسمنتية في الأفق المزعج. من الواضح بأن هذا ليس حلاً إذا كان التشكّل هو مقطع الخزّان!

إذا حصل ضياع مفاجئ في فاصل مضغوط هيدروستاتيكياً، مثلاً في حجر كلسي كارستي (karsitfied limestone)، فقد يؤخذ فعلياً قرار بمتابعة الحفر بدون طَفلِة لكن باستخدام كميات كبيرة من الماء لتبريد رأس الحفر. سيستقر مستوى المائع في الحلقة على عمق ما؛ يشار أيضاً إلى نوع العملية هذا «بالحفر العشوائي مع قبعة طَفلِة عائمة». بما أنه ليس هناك فتات عائد إلى السطح، ليس بالإمكان إنجاز تسجيل للطَفلِة، لذلك يمنع إجراء تقييم مبكر للخزّان.

في حال ضياع مفاجئ للطَفلِة في فاصل مفرط الضغوط، سيهبط عمود الطَفلِة في الحلقة، وبالتالي تنخفض الجبهة الهيدروستاتيكية المطبقة على التشكّل إلى درجة يفوق ضغط التشكّل فيها ضغط الطَفلِة. يمكن لموائع التشكّل (زيت، غاز أو ماء) عندها دخول البئر والصعود نحو الأعلى. في هذه الحالة، سيتمدد الغاز كثيراً عند فقدان ضغطه الأولي بسبب انخفاض الجبهة الهيدروستاتيكية فوق فقاعة الغاز. إن خط الدفاع الأخير هو مانع الانفجار. مع ذلك، مع أن مانع الانفجار سيمنع المائع أو الغاز من الهروب إلى السطح، فقد يقود إغلاق البئر إلى حالتين كارثيتين:

1 ـ انهيار التشكّل (تشكّل الشقوق) في تشكّل ضحل وضعيف، وبالتالي تدفق لاحق خارج عن السيطرة من التشكّل العميق إلى الضحل (انفجار داخلي (internal blowout)).

2 ـ انهيار التشكّل وتميع لاحق للطبقات القريبة من السطح وبدء تشكّل حفرة تحت الحفّار. سيقود هذا إلى انفجار سطحي (surface blowout).

عند الحفر في تشكّلات ذات ضغط عادي، يتم التحكم بوزن الطَفلِة في البئر للحفاظ على ضغط أكبر من ضغط التشكّل لمنع تدفق مائع التشكّل إلى البئر. يكون رجحان التوازن من مرتبة 200 رطل على الإنش.

سيساهم فرق توازن أكبر على ضياع الطَفلِة في التشكّل، مما يبطئ الحفر وقد يؤدي إلى التصاق تفاضلي. إذا حدث تسرب مائع التشكّل إلى البئر بسبب فرق توازن غير كافٍ، سيؤدي مائع التشكّل الخفيف إلى تخفيض ضغط عمود الطَفلِة، مما سيساعد على مزيد من تسرب لمائع التشكّل، وستحدث حالة غير مستقرة، قد تؤدي إلى انفجار. لذا من المهم تجنب تسرب مائع التشكّل إلى البئر باستعمال وزن الطَفلِة الصحيح في البئر بكل الوقت. هذا هو «خط الدفاع الأول».

عند الحفر في تشكّل مفرط الضغط، يجب زيادة وزن الطَفلِة لمنع التسرب إلى داخل البئر. إذا كان وزن الطَفلِة الزائد هذا قد يسبِّب ضياعاً كبيراً في التشكّلات الضحلة وعادية الضغط، فمن الضروري عزل التشكّلات عادية الضغط خلف البطانة قبل البدء بالحفر في التشكّلات مفرطة الضغط. لذا فإن التخمين بالضغوط المفرطة أمر مهم في تصميم البئر.

بشكل مماثل، عند الحفر بتشكّل منخفض الضغط، يجب تخفيض وزن الطَفلِة لتجنب الضياع الزائد في التشكّل. من ناحية ثانية، قد يكون ضرورياً وضع بطانة قبل الحفر في التشكّل منخفض الضغط.

يجب بذل جهد كبير للتخمين ببداية الضغوط المفرطة أمام رأس الحفر. أهم المؤشّرات الموثوقة هي قياسات قراءات الغاز، مناحي المسامية ـ العمق، معدل الاختبار وكثافة الطين الصفحي.

إذا نشأت حالة دخول مائع التشكّل أو غاز إلى البئر، سيلاحظ الحفّار زيادة في الحجم الكلّي للطَفلِة. قد تشير مؤشّرات أخرى أيضاً إلى الدخول مثل الزيادة المفاجئة في معدل الاختراق وهبوط في ضغط المضخّة. يُعتمد جداً على استجابة الحفّار السريعة في إغلاق البئر قبل دخول حجوم كبيرة من مائع الحفر إلى البئر. حالما يغلق مانع الانفجار، يمكن حساب تدرج الطَفلِة الجديد المطلوب لإعادة التوازن إلى المنظومة. تُدّور الطَفلِة الأثقل عبر سلسلة الحفر

إلى الداخل وتُدّور الطَفلِة الأخف والمائع الداخل خارجاً عبر صمّام الخنق (choke). حالما تتمّ استعادة فرق التوازن، يمكن فتح مانع الانفجار ثانية ومتابعة عمليات الحفر.

4 ـ 8 التكاليف والعقود Costs and contracts

تقسم تكاليف البئر الفعلية إلى:

- التكاليف الثابتة: التبطين، الأنابيب، التسجيل البئري، السمنتة، رؤوس الحفر، نفقات التعبئة، نقل الحفّار.
- التكاليف اليومية: خدمات المتعهد، وقت استخدام برج الحفر، المواد المستهلكة.
- نفقات عامة: المكاتب، الأجور، التقاعد، العناية الصحية، السفر.

يقوم متعهد الحفر عادة بوضع نفقة عالية لتعديل برج الحفر لمهمة حفر محددة. هذه تدعى نفقات التعبئة. تغطي نفقة مماثلة النفقات المتعلقة بإنهاء العمليات لعميل خاص، وتدعى نفقة التسريح (demobilization cost). يمكن أن تكون هذه التكاليف 5 ـ 10 ملايين دولار أمريكي.

تتغيّر التكاليف الفعلية لبئر بشكل كبير، وتعتمد على عدد من العوامل، على سبيل المثال:

- نوع البئر (استكشافية، تقييمية، تطورية).
- مسار البئر (شاقولي، مائل، أفقي، متعدد الاتجاهات).
- العمق الكلّي.
- البيئة تحت السطحية (درجات الحرارة، الضغوط، تحات الموائع).
- نوع برج الحفر وتصنيفه.
- نوع العملية (قارية، بحرية).
- البنية التحتية المتوفرة، النقل والتموين.
- المناخ والجغرافيا (مداري، قطبي، وبعد الموقع).

4 ـ 8 ـ 1 **العقود** Contracts

معظم الشركات تستأجر متعهد حفر لتزويد المعدّات والطاقم البشري، بدلاً من امتلاك أبراج الحفر والطواقم. أسباب ذلك ثلاثية:

- يتطلب توظيف مالي كبير لبناء/ شراء برج حفر.
- يتطلب برج الحفر والطاقم البشري الحفاظ عليها، والسَوق لها بغضّ النظر عن المتطلبات العملياتية ونشاطات الشركة.
- يستطيع متعهدو الحفر عادة العمل بشكل أرخص وأعلى كفاءة من شركة تقوم بعمليات الحفر كنشاط غير جوهري لها.

قبل منح العقد تتمّ عادة إجراءات تقديم عروض (مختلف جداً عن العرض الموصوف سابقاً). هكذا، يدعى عدد من الشركات المناسبة لتقديم عروض لكمية محددة من العمل. تُقَيّم العروض بناء على السعر، ومواصفات برج الحفر وإنجازات المتعهد السابقة، مع اهتمام خاص بسجل السلامة لديه. تستخدم عدة أنواع من العقود.

4 ـ 8 ـ 1 ـ 1 **العقد الإنجازي** Turnkey contract

يتطلب هذا النوع من العقود أن يقوم متعهد العمليات بسَوق مبلغاً محدداً من المال للمتعهد عند إتمام البئر، بينما يقدم كل المواد والعمال ويقوم بشكل مستقل بكل عمليات الحفر. الصعوبة في هذا النوع هي التأكد من أن «بئراً نوعياً» قد قدم للشركة لأن متعهد الحفر يريد أن يحفر بأسرع وأرخص ما يمكن. لذلك يجب على المتعهد أن يضمن نوعية معيارية متفق عليها قابلة للقياس لكلّ بئر. يجب أن تحدد الضمانة أعمال المعالجة التي يجب تطبيقها، فيما لو قدمت بئر تحت معيارية.

4 ـ 8 ـ 1 ـ 2 **العقد الطولي القدمي** Footage contract

يسوق للمتعهد لكلّ عمق قدم من الحفر. مع أن هذا يقدم الحافز لحفر بئر بسرعة، لكن يتضمن نفس الأخطار كما في العقد الإنجازي. غالباً ما تستخدم العقود الطولية القدمية للمقطع الواقع فوق الخزّان المتوقع، حيث شروط البئر حاسمة بشكل أقل من وجهة نظر التقييم والإنتاج.

4 ـ 8 ـ 1 ـ 3 **العقد المحفز** Incentive contract

طبقت هذه الطريقة بإجراء عمليات حفر الآبار بنجاح في السنوات الحالية وأدت إلى توفير كبير بالتكاليف. تعمل عدة منظومات، وتقدم عادة علاوة للأفضل من الإنجاز المتوسط. يتفق المتعهد مع الشركة على مواصفات البئر. عندئذ، تنجز الكلفة «الهامة» لآبار مشابهة حفرت في الماضي. يسمح هذا بتقدير التكاليف المتوقعة لبئر جديدة. سيكون المتعهد مسؤولاً كلياً عن حفر البئر، ووفر التكلفة سيقسم بين الشركة والمتعهد.

4 ـ 8 ـ 1 ـ 4 **العقد اليومي** Day rate contract

كما يوحي الاسم تستأجر الشركة برج الحفر والطاقم على أساس يومي. عادة تدير شركة النفط كذلك، عمليات الحفر، ويكون لها تحكم كامل على عملية الحفر. يشجع هذا النوع من العقود عادة المتعهد لقضاء الوقت المقبول في الموقع. مع زيادة الوعي للكلفة، أصبحت العقود اليومية أقل تفضيلاً من قبل معظم شركات النفط.

غالباً ما تتضمن العقود اتحاداً من المذكور أعلاه. مثلاً، قد يوافق متعهد العمليات على سَوق أسعار الطولي القدمي لعمق ما، والأسعار اليومية تحت ذلك العمق، وأسعار الترقب (standby) للأيام التي يكون فيها برج الحفر في الموقع، لكنه لا يحفر.

4 ـ 8 ـ 1 ـ 5 **الشراكة والتحالف** Partner and alliance

في السنوات الحالية تم تداول مقاربة جديدة للتعاقد تحرز قبولاً سريعاً في الصناعة. تعرف هذه المقاربة الآن بالشراكة ويمكن ملاحظة أنها تقدم في العقد المحفز. بينما تنحصر الترتيبات العقدية الموصوفة سابقاً بمشروع بئر واحدة أو عدد قليل من الآبار التي يتم السَوق للمتعهد من زبون، على العمل المنجز، تصف الشراكة بدء علاقة طويلة المدى بين أصحاب العمل، (مثلاً، شركة نفط) وشركات الخدمات (مثلاً، متعهد الحفر، ومزودي المعدّات). تشمل الشراكة تعريف واندماج أهداف العمل المشترك، ومشاركة الأخطار المالية والمكافآت وتهدف إلى تحسين الكفاءة وتخفيض تكاليف العمل. لذلك، لا ينص عقد

الشراكة على المواضيع التقنية فقط، إنما يشمل تدبير عملية تجارية نوعية. أثبت الأخير على إنتاج عمل أكثر كفاءة واستخدام اقتصادي للمصادر، مثلاً، حل تشكّل فرَق تطبيق (implementation) مشتركة محل ممارسة وجود فرق منفصلة في مكاتب المتعهد وصاحب العمل، التي تنجز أساساً نفس المهام.

يزداد تقدير الصناعة لقيمة المتعهدين وشركات الخدمات في تحسين قدراتهم الجوهرية الفردية من خلال التحالفات، على سبيل المثال، قد تشكّل شركة حفر تحالفاً مع متعهدين فرعيين لتغطية طيف أوسع من النشاطات، مثلاً الإكمال (completion) الصيانة (workovers) والتداخل البئري (well interventions).

الفصل الخامس

السلامة والبيئة

Safety and the Environment

مقدّمة والتطبيق التجاري: أصبحت السلامة والبيئة عنصراً مهماً في كل مراحل دورة حياة الحقل، وتشمل كل الأعمال التقنية والمساعدة في شركة النفط. حرّضت كارثة بايبر إلفا (Piper Alpha) في بحر الشمال عام 1988 تغيّراً كبيراً في طريقة إدارة السلامة ضمن الصناعة. تدرك الشركات بأن السلامة الجيدة وإدارة البيئة لها معنى اقتصادي وهي جوهرية لضمان وجود طويل المدى في السوق. أصحاب العمل (stakeholders)، إن كانوا الحكومات، أو المنظمات غير الحكومية ((Non-Government Organisations (NGOs)) أو الممولين الماليين (financing entities) سيدققون في المنجزات الصحية والسلامة والبيئة (Health, Safety and Environment (HSE)) للمتعهد المُشَغّل (operator) باستمرار.

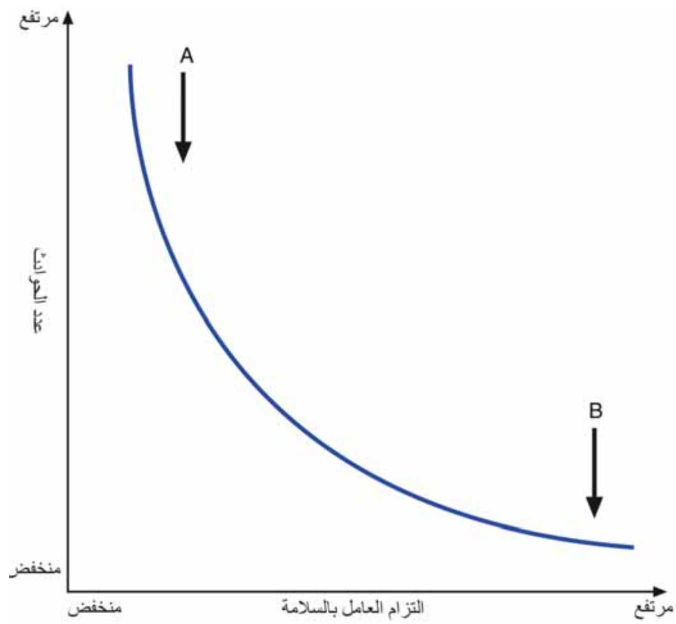
لقد طُوّر العديد من التقنيات لإدارة تأثير العمليات في السلامة والبيئة، وطبّق الكثير من العلم في هذه المجالات. الهدف من هذه الفقرة البرهنة على كيف يمكن أن يكون للاهتمامات الصحية والسلامة والبيئية وقع هام على كل مناحي تطوير الحقل وعمليات الإنتاج اللاحقة، وأن السلامة والبيئة يجب أن تكون محط اهتمام جميع العاملين.

5 ـ 1 **ثقافة السلامة** Safety culture

شركة الكيمياويات ديبونت (Dupont) هي أحد القادة في إدارة السلامة الصناعية، ولها تاريخ في إنجاز السلامة رفيع المستوى يعود إلى بداية القرن

العشرين. في البداية، كانت الشركة مُصَنِّعاً للديناميت، لذلك كان للسلامة أولوية عالية! أدركت الشركة بأن إنجاز سلامة جيد يجب أن يبدأ من التزام الإدارة بالسلامة، لكن في النهاية يحدد مستوى التزام العاملين إنجاز السلامة. يعبِّر المخطّط التالي عمّا وجدوا (الشكل 5 ـ 1).

في نقطة A، وبالرغم من التزام كلّي للإدارة بإنجاز السلامة، لكن مع التزام منخفض للعاملين بالسلامة، بقي عدد الحوادث عالياً؛ يتبع العاملون الإجراءات الموضوعة فقط، لشعورهم بأن عليهم فعل ذلك. في النهاية الأخرى، نقطة B، عندما يكون التزام العاملين عالياً، ينخفض عدد الحوادث بشكل كبير؛ يشعر العاملون بأنهم مسؤولون عن سلامتهم وسلامة زملائهم. إن التزام العامل بالسلامة هو موقف عقلاني وليس نظاماً يُدرّس، ويمكن أن يعزّز بالتدريب وببرنامج محفز (أقل فعالية).



الشكل (5 ـ 1): **إنجاز السلامة والتزام العامل.**

يقاس إنجاز السلامة من قبل الشركات بطرائق مختلفة. لجعل التزام السلامة علامة مرجعية في صناعة ما، يتطلب وضع معايير معترف بها عالمياً. إن الطريقة المستخدمة عادة هي عدد الحوادث، أو حوادث الزمن الضائع (Lost

Time Incidents (LTI)) . حادث الزمن الضائع هو حادث يسبب غياب شخص عن العمل ليوم أو أكثر. تكرار الضرر المسجل (Recordable Injury Frequency (RIF)) هو عدد الأضرار التي تحتاج إلى معالجة طبية لكلّ 100 عامل.

قد تكون الكلفة المالية لحادث سلامة هو مقياس آخر. طبق العديد من التقنيات لتحسين إنجاز السلامة لشركة، مثل كتابة إجراءات العمل ومعايير المعدّات، هيئة التدريب، إنجاز تدقيق السلامة واستخدام دراسات الخطورة في تصميم المصنع والمعدّات. هذه كلها تقنية شرعية جداً ومهمة، لكن واحدة من أكثر الطرائق فعالية في التأثير في إنجاز السلامة هو خلق ثقافة السلامة (safety culture) في الشركة.

لدى المهندس الممارس فرصة ممتازة للتأثير في سلامة العمليات بتطبيق تقنيات مثل دراسات الخطورة وقابلية التشغيل (Hazard And Operability Studies (HAZOP)) في تصميم تخطيط المعمل والمعدّات. تشمل التقنية تحديد الخطورة المحتملة لعملية في ظروف العمل الطبيعية والشاذة والأخذ بالاعتبار احتمالية وقوع حادث وتبعاته. يطبق هذا النوع من الدراسات الآن بشكل عادي في تصميم المنصّات وفي تقييم وrefurbishment المنصّات الموجودة. بعض أمثلة الابتكارات في تصميم المنصّات التي نتجت من مثل هذه الدراسات هي:

- قوارب النجاة حرة السقوط (freefall lifeboats) تطلق من أرصفة إنزال (slipways)، محمية من الحرارة، على منصّات بحرية.
- صمّامات الإغلاق عند الطوارئ (emergency shutdown valves) مقامة على قاع البحر وعلى الجوانب العلوية للأنابيب الواردة والصادرة، مصمّمة لعزل المنصّة من كل مصادر الزيت والغاز في حال الطوارئ.
- ممرات نجاة محمية (protected emergency escape routes) مع أدراج محمية ضد الحرارة، لتزويد ممري نجاة على الأقل من أي نقطة على المنصّة.
- فصل فيزيائي عن الوحدات السكنية (physical separation from accommodation modules) لوحدات الحفر/ المعالجة/ الضغط (خلق ملجأ آمن مضغوط). تكون هذه المناطق في المنصّات المتكاملة على طرفين متقابلين من المنصّة، ومفصولتين بجدران مقاومة للنار والانفجار.
- أغلفة مضادة للنار (fire resistant coatings) لكلّ العناصر البنائية.

- تحكم حاسوبي (computerised control) وإغلاق أجهزة المعالجة.

في كل مواضيع السلامة والبيئة، على المهندس التخلص من الخطر في المصدر (at source). مثلاً النقل واحد من أخطر العمليات المنجزة في البيئات البحرية والشاطئية، من بينها طيران الطائرة المروحية التي تتعرض لأكثر الحوادث لكلّ ساعة طيران. في دراسة الجدوى لتطوير بحري، على المهندس أن يفكر في بدائل لتخفيف تعريض الأشخاص للطيران. الخيارات التي يمكن التفكير بها:

- النقل بالقارب (الطوف (catamaran)، قارب سريع).
- ورديات طويلة (أسبوعان بدلاً من واحد).
- عملية بعدد صغير من الأشخاص.
- عمليات غير مأهولة.

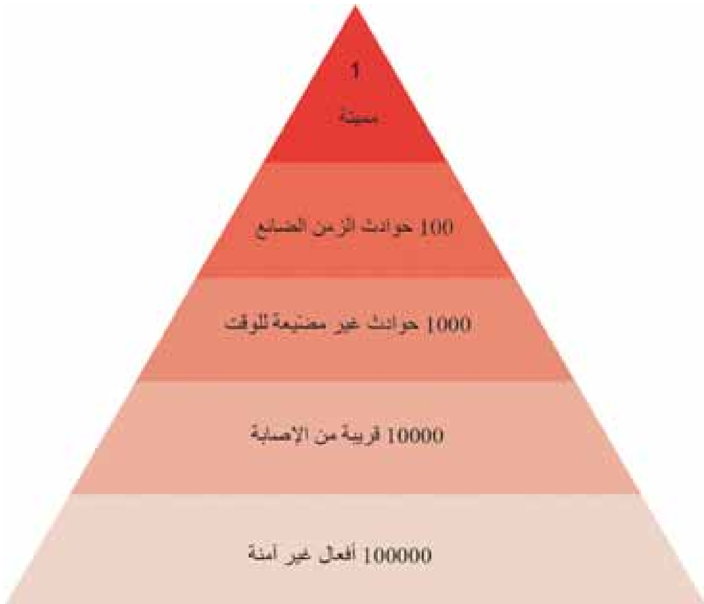
بالنظر إلى هذه القائمة، نجد طرائق مبتكرة أكثر. خيار عمليات غير مأهولة، باستخدام عملية مدارة بمساعدة الحاسوب (Computer-Assisted Operation (CAO)) (مناقشة في الفقرة 12 ـ 2، الفصل الثاني عشر) سيحسن سلامة الأشخاص ويقلل كلفة التشغيل. هذا مثال على الابتكار واستخدام التقنية من قبل المهندس، وهي مدفوعة بوعي السلامة.

التحقيق بالحادث (accident investigation) يشير إلى أن هنالك، غالباً، العديد من الأسباب الفردية لحادث، وتحدث سلسلة من الحوادث العرضية التي تحدث بنفس الوقت لتسبب حادثاً. يسمي الشكل التالي (الشكل 5 ـ 2) مثلث السلامة (safety triangle) ويظهر النسب التقريبية لوقوع الحوادث بمختلف الشدات. وضع هذا بناء على إحصائيات صناعية.

حادث الزمن الضائع المذكور سابقاً كحادث يسبب غياب يوم أو أكثر عن العمل. لا تسبب الحوادث التي ليس فيها زمن ضائع غياب أي وقت عن العمل.

قريب من الصدمة (near hit) (كثيراً ما يدعى قريب من الإصابة) هو حادث لم يسبب إصابة، لكن كانت محتملة الحدوث (مثلاً، سقوط شيء إلى الأرض، لكن أخطأ شخصاً). مثال على عمل غير آمن هو سلّم ضعيف الأمان، حيث لم يحدث حادث، لكن كان من المحتمل أن يسبب حادثاً.

يُظهِر مثلث الأمان بأنه يوجد عدة درجات من الأعمال غير الآمنة أعلى من حوادث الزمن الضائع والموت. قد يؤدي اتحاد عدد من الأعمال غير الآمنة إلى الموت. يجب أن يبدأ التعامل مع السلامة في الصناعة مع قاعدة المثلث؛ محاولة التخلص من الأعمال غير الآمنة. نظرياً من السهل فعل ذلك، لأن معظم الأعمال غير الآمنة تنشأ من اللامبالاة أو الإخفاق في تطبيق الإجراءات. من الناحية العملية، يتطلب تخفيض عدد الأعمال غير الآمنة الالتزام شخصي (personal commitment) وثقافة السلامة.



الشكل (5 ـ 2): **مثلث السلامة.**

5 ـ 2 **منظومات إدارة السلامة** Safety management systems

كان لتحقيق حكومة المملكة المتحدة في كارثة بايبر إلفا في بحر الشمال في عام 1988 وقع كبير على الممارسات العملية والمعدّات، وساعد على تحسين السلامة البحرية حول العالم. كانت إحدى النتائج تطوير منظومة إدارة السلامة ((Safety Management System (SMS)) التي هي طريقة لمكاملة الممارسات العملية وصيغة من منظومة إدارة الجودة (quality management system). طَوّرت كل من شركات النفط الكبرى منظومتها الخاصة، لتلائم

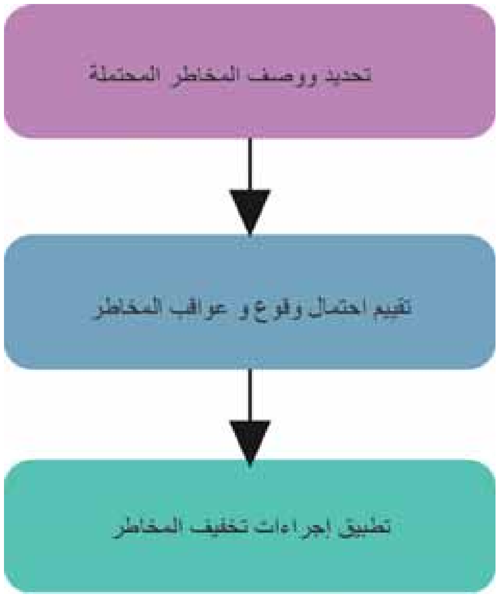
البيئات المحلية ونمط العملية، لكن منظومة إدارة السلامة تتوجه إلى المناطق التالية (أوصى بها تحقيق كولن (Cullen Enquiry) في كارثة بايبر إلفا):

- البنية التنظيمية.
- معايير أفراد الإدارة.
- تقييم السلامة.
- إجراءات التصميم.
- إجراءات التشغيل، والصيانة، والتعديل، والطوارئ.
- إدارة السلامة من قبل المتعهدين فيما يتعلق بأعمالهم.
- انخراط القوة العاملة بالسلامة.
- الحوادث والإبلاغ عن الحوادث العرضية، والتحقيق والمتابعة.
- مراقبة وتدقيق عمل المنظومة.
- إعادة تقييم منهجي للمنظومة.

من المهم اعتبار أن منظومة إدارة السلامة ليست منظومة منفصلة، لكنها متكاملة في طرائق عمل الشركة. سوف تناقش بعض عناصر منظومة إدارة السلامة.

التدقيق (auditing)، ممكن أن يتم تدقيق عمل المنظومة من قبل فريق مدقق خارجي مؤلّف من أشخاص مؤهلين من داخل أو خارج شركة التشغيل. مع ذلك، سيحسن انخراط القوة العاملة في التدقيق مستوى المعلومات، ويساعد في زيادة الالتزام ويجعل من السهل تطبيق التوصيات. هذا متناغم مع التزام العاملين المذكور في الفقرة (5 ـ 1).

ينجز المتعهدون (contractors) معظم عمل التشغيل لصالح شركة النفط، لأن بإمكانهم تزويد مهارات الاختصاصيين المطلوبة. قد يتراوح فريق المتعهدين من أفراد إلى مجموعات كبيرة، وقد تستغرق مهامهم أياماً أو أشهراً. لذلك فالمتعهدون هم المجموعة الأكثر تعرضاً للعمليات، وغالباً الأقل اعتياداً على الممارسات في الموقع، لأنهم يتحركون بين شركات النفط والمواقع. يجب إعطاء أهمية خاصة في ضم المتعهدين إلى منظومة إدارة السلامة السائدة بتعويدهم على موقع جديد وممارسات العمل. يمكن إنجاز ذلك من خلال دورة تجنيد ـ تدريب.



الشكل (5 ـ 3): **مقاربة عامة لتحليل كمّي للخطر.**

إجراءات التصميم (design procedure)، تطورت بهدف تحسين سلامة المعدّات. الأدوات المستخدمة في هذه المرحلة هي دراسات الخطورة وقابلية التشغيل وتحليل كمّي للخطر ((Quantitative Risk Analysis (QRA)). يمكن ـ للاستيضاح ـ استخدام المخطّط، كما في الشكل (5 ـ 3).

في الخطوة الأولى تطبق عملية تصنيف لفصل المخاطر الكبرى المحتملة وإنجاز سجل خطر (risk register) أو مصفوفة خطر (risk matrix)؛ يجب التوجه إلى المخاطر الكبرى بتفاصيل أكثر (انظر كذلك الفقرة 15 ـ 3 ـ 2، الفصل الخامس عشر). تستخدم تقنيات التحليل الكمي للخطر لتقييم مدى بروز خطر من المجازفات مع احتمال وقوع حوادث رئيسية، وتقوم على التخمين بأرجحية الحدوث وعواقب الحدث. يعتمد هذا التقييم على الرأي الهندسي وإحصائيات الإنجازات السابقة. ستطبّق تدابير تخفيف الخطر، عند الضرورة، حتى يصبح مستوى المخاطرة مقبولاً أو «ALARP». تمثل اللفظة الأوائلية «منخفض لدرجة تطبيق معقولة»، وهي تعبير يستعمل غالباً في سياق منظومات السلامة ـ حرجة وعالية ـ الكمال (safety-critical and high-integrity). مبدأ «منخفض لدرجة تطبيق معقولة» هو أن الخطر المتبقي يجب أن يكون منخفضاً

لدرجة يمكن قبوله. ليكون الخطر «منخفضاً لدرجة تطبيق معقولة» يجب البرهنة على أن الكلفة المطلوبة لتخفيض الخطر أكثر غير متكافئة مع الفائدة المكتسبة. وبكلمات أخرى يمكن قضاء وقت غير محدود، والجهد والمال في محاولة تخفيض الخطر إلى الصفر.

«السماح بالعمل (permit to work)» هي إجراءات مكتوبة للتأكد بأن النشاطات تنجز بطريقة نظامية. قبل البدء بعمل يتضمن حيزاً محصوراً، العمل بمنظومات الطاقة، اضطرابات أرضية حيث يمكن وجود مواد خطرة مدفونة، أو عمل ساخن في بيئات متفجرة، يجب الحصول على إذن بالعمل، يشمل:

- تحديد هدف العمل.
- تعيين المخاطر ويقّيم الخطر.
- وضع إجراءات التحكم للتخلص من المخاطر أو تخفيفها.
- ربط العمل بأذون عمل مرافقة أو عمليات متزامنة (Simultaneous Operations (SIMOPS)).
- مُقَر من شخص/أشخاص مسؤولين.
- تبليغ المعلومات الواردة أعلاه لكلّ المنخرطين في العمل.
- ضمان تحكم كافٍ على العودة إلى التشغيل العادي.

يظهر تحقيق الحادث بأن معظم الحوادث تقع لعدم اتباع الإجراءات، وهذا يسهم كثيراً في قاعدة مثلث السلامة الوارد في نهاية الفقرة (5 ـ 1).

5 ـ 3 **البيئة** Environment

أصبحت معايير البيئة حرجة لأي مهنة. ويبرر العديد من الشركات أداءه من خلال تقرير «دوامية» سنوي (anual sustainability report) الذي يدقق ويُنعِم النظر إليه أصحاب العمل. بينما تميل الشركات المنفردة ليكون لديها منظومة إدارة بيئية (Environmental Management System (EMS))، تتبع معايير عالمية، مثل الأيزو 14001 (ISO). تساعد منظومة إدارة البيئة هذه على تحديد الأخطار البيئية والتأثيرات التي قد تحدث نتيجة نشاطاتها والتأكد بأنهم قد تدبروا أمرهم بشكل روتيني. صمّم الأيزو 14001 لدعم حماية البيئة ومنع التلوث

بالتوازي مع الحاجات المجتمعية ـ الاقتصادية. بما أن مبادئها عامة فيمكن تطبيقها على أيّ نوع من الهيئات. وإن العديد من شركات النفط والغاز الكبرى قد اتبعت هيكليتها.

التقيد بمعايير السلامة مطلوب ليس فقط ليحقق المتطلبات القانونية في البلدان المضيفة، ولكن ينظر إليه كعمل جيد، لأنها:

- مؤثرة بالكلفة.
- تقدّم حدّاً تنافسياً.
- جوهرية لضمان استمرار العمليات في المنطقة.
- تساعد على كسب عمليات مستقبلية في المنطقة.

الموافقة على قروض من البنوك الكبرى لتمويل مشروع، مشروطة عادة بالالتزام بإدارة بيئة مقبولة.

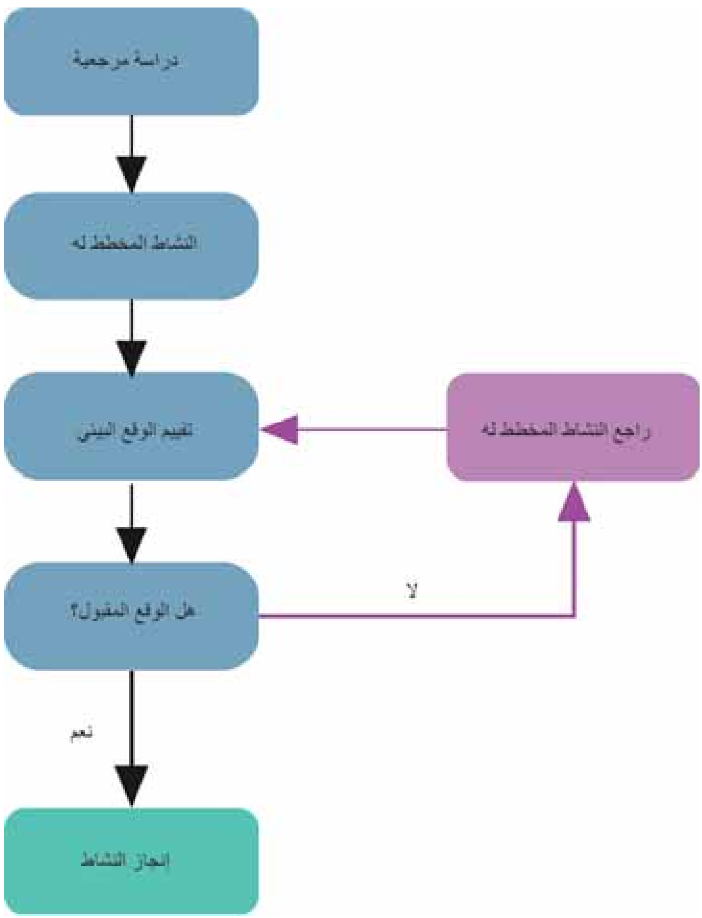
تتغيّر حساسية موضوع البيئة كثيراً من منطقة إلى منطقة. فمثلاً، بحر الشمال، الذي تنزاح مياهه إلى المحيط الأطلسي على مدى عامين، منطقة شاقة أكثر من بحر قزوين (Caspian Sea) المغلق. يجب أن تعكس منظومة الإدارة البيئية لشركة عاملة هذه الاختلافات.

5 ـ 3 ـ 1 **تقييم الوقع البيئي** Environmental impact assessment (EIA)

لقد ورد تقييم الوضع البيئي في الفقرة (4 ـ 4)، الفصل 4. الهدف من تقييم الوضع البيئي هو أرشفة التأثيرات الفيزيائية والبيولوجية والاجتماعية والصحية المحتملة لنشاط مخطّط (الشكل 5 ـ 4). سيمكّن هذا صانعي القرار من إقرار ما إذا كان نشاط ما مقبول، وإن كان غير مقبول تعيين بديل محتمل. يجرى تقييم الوقع البيئي من أجل:

- المسح السيسمي.
- الاستكشاف وتقييم الحفر.
- تطوير الحفر وإقامة المنشآت.
- عمليات الإنتاج.
- وقف التشغيل النهائي والهجر (appandonment).

لتحقيق الموضوعية من الموجودات، يجرى عادة تقييم الوضع البيئي من قبل مختصين أو منظمات مستقلة. ولا يشمل ذلك خبراء علميين فقط، ولكن يتطلب أيضاً تشاوراً مع الهيئات الرسمية والتمثيلية مثل وزارات الحكومة للبيئة، وصيد السمك، والغذاء، والزراعة والمياه المحلية. في النشاطات التي يمكن أن تؤثر في السكان المحليين (محطات طرفية (terminals)، مصافي (refineries)، طرق توصيل (road access)، إصلاح الأراضي (land development)) قد تكون الاتفاقية مع منظمة غير حكومية أمراً حرجاً. قد يكون لعملية تقييم الوقع البيئي ونتائجها وقع هام على برنامج المشروع الكلّي. لذلك، قد تكون الاستشارات المبكرة ومشاركة أصحاب العمل، والاستخدام الأعظمي للمعرفة المحلية، عوامل حاسمة للنجاح.



الشكل (5 ـ 4): تطبيق تقييم الوقع البيئي.

ينطلق تقييم الوقع البيئي من دراسة قاعدية تصف وتَجرُد النباتات (flora) والحيوانات (fauna) والحياة المائية (aquatic life) الطبيعية الأولية، وظروف اليابسة وقاع البحر قبل أي نشاط. تعتمد مدة تقييم الوقع البيئي على مساحة المنطقة المدروسة ونوعها، والعمل السابق، لكن عادة قد تستغرق 6 أشهر على الأقل. مع ذلك، قد يتطلب إنجاز قاعدة بيانات المراقبة لعدة فصول (سنوات). إن تقييم الوقع البيئي غالباً، هو عادة «عامل مرور حاسم» ولا يجب حذفه من البرنامج المخطّط.

تُوثّق النتائج في بيان الوقع البيئي (Environmental Iimpact Statement (EIS)) الذي يناقش التأثيرات المفيدة والضارة التي قد تنشأ من الفعالية. التقرير هو أحد عناصر المعلومات التي يعتمد عليها إقرار المشروع. قد يتخذ قرار نهائي مع إعطاء اهتمام للتبعات التي قد تنشأ من اعتماد منحى خاص للعمل، وعند الضرورة إدخال برامج مراقبة وتخفيف مناسبة.

5 ـ 3 ـ 2 **عملية تقييم الوقع البيئي** The «EIA» process

إن تقييم الوقع البيئي هو أساساً، عملية منهجية تفحص مسبقاً النتائج البيئية للأعمال التطويرية (هذه الفقرة بإذن من CORDAH). إن تشديد تقييم الوقع البيئي هو على المنع. لقد تغيّر دور تقييم الوقع البيئي مع الزمن. في البداية، كان يعتبر أداة دفاعية، بينما يتحرك الآن لتطبيق تقنيات يمكن عموماً أن تضيف قيمة موجبة للبيئة والمجتمع. يجب أن يعتبر تقييم الوقع البيئي عملية تتغيّر باستمرار استجابة لتغيّر الضغوط البيئية.

إن تقييم الوقع البيئي هو تدقيق «قبل المشروع». مع ذلك، قد تكون الدراسات القاعدية مطلوبة لاحقاً في المشروع، مثلاً للمساعدة في تصفية تخمينات الوقع. يمكن أن تأخذ الدراسات القاعدية بالاعتبار جزءاً مهماً من كلفة تقييم الوقع البيئي الكلّية، لأنها تتطلب دراسات حقلية مكثفة.

تم اعتماد بعض مراحل عملية تقييم الوقع البيئي الأساسية من قبل العديد من الدول. تعكس هذه المراحل الواسعة ما يعتبر ممارسة جيدة ضمن التقييم البيئي، وتشمل:

- **الفرز** (screening): يطبق لتقرير أي مشروع يجب أن يكون موضوعاً

للتقييم البيئي. يمكن أن يقرر جزئياً من خلال أنظمة تقييم الوقع البيئي المحلية.

• **الاستهداف** (scoping): يميز، في مرحلة مبكرة، النقاط الأكثر أهمية والتي يجب تضمينها في تقييم الوقع البيئي. تم انتقاد كثير من تقييمات الوقع البيئي المبكرة لأنها كانت موسوعية (encyclopaedic) وتضمنت الكثير من المعلومات غير المتعلقة بالموضوع.

• **اعتبار البدائل** (consideration of alternatives): تنشد التأكد من أن المُقتَرِح قد أخذ بالاعتبار خيارات أخرى ممكنة متضمنة للموقع والمقاييس والعمليات والتخطيط وشروط التشغيل وخيار «لا عمل».

• **وصف المشروع** (project description): يتضمن إيضاح الهدف وعقلانية المشروع.

• **إعداد تقييم الوقع البيئي** (EIA preparation): هو التحليل العلمي والموضوعي لمقياس التأثيرات المحددة ودلالاتها وأهميتها. طُوِّرَ العديد من الطرائق، المتعلقة بالدراسات القاعدية وتعيين الوقع والتخمين والتقييم والتخفيف، لتنفيذ هذه المهمة.

• **الاستشارات والمشاركة الشعبية** (public consultation and participation): تهدف إلى تأكيد نوعية تقييم الوقع البيئي وشموليته وفعاليته، وللتأكد من أن أراء العامة قد أخذت بعين الاعتبار في عملية اتخاذ القرار.

• **عرض بيان الوقع البيئي**: خطوة حاسمة في العملية، إذ يخدم التوثيق بتوصيل ما توصل إليه تقييم الوقع البيئي للأطراف المهتمة.

• **الاستعراض** (review): يتضمن تقييماً منهجياً من قبل وكالة حكومية أو لجنة خبراء استعراض مستقلة.

• **صنع القرار** (decision-making) على المشروع، يتضمن إمعان النظر من قبل السلطات ذات العلاقة (متضمناً استجابات الاستشارة) مع أي اعتبارات مادية.

• **المراقبة** (monitoring): تعتمد عادة كآلية لمراقبة أن كلاًّ من الشروط المفروضة على المشروع قد أدخلت أو لفحص نوعية البيئة المتأثرة.

• **التدقيق** (auditing): يتبع المراقبة. طور التدقيق لفحص الدقة العلمية لتوقعات التأثير ولضبط ممارسات إدارة البيئة. يمكن أن يتضمن مقارنة النتائج الفعلية بالنتائج التي تم التخمين بها، ويمكن أن يستخدم لتقييم نوعية التخمينات وفعالية التخفيف. فهو يزود تغذية راجعة حاسمة في تقييم الوقع البيئي.

5 ـ 4 **الاهتمامات البيئية الحالية** Current environmental concerns

تحدد الفقرة التالية بعض الاهتمامات البيئية التي تواجه صناعة النفط والغاز:

5 ـ 4 ـ 1 **انبعاث البيت الزجاجي** Greenhouse emissions

الميثان وثاني أكسيد الكربون هما مساهمان في غازات البيت الزجاجي المنطلقة إلى الغلاف الجوي، وخاصة من خلال التنفيس (venting) وحرق الوقود المستحاث أو الأحفوري (fossil fuels). ازداد ثاني أكسيد الكربون في الجو من 280 جزءاً بالمليون في أواخر القرن التاسع عشر إلى 375 جزءاً بالمليون في الوقت الحاضر. يرتبط هذا بازدياد حرارة الكرة الأرضية. أدى الاهتمام بهذا التوجه إلى عدد من الحقائق، مثل:

- بروتوكول كيوتو (Kyoto Protocol).
- إنشاء مخطّط توجه لـ «رصيد الكربون (carbon credit)».
- التدقيق (scrutiny) الشعبي والحكومي المذكور سابقاً، على عمليات النفط والغاز في كلِّ العالم.

يجب الأخذ بهذه الحقائق عند تصميم أو تشغيل أصول (assets) للنفط والغاز، وهي محط اهتمام كلٍّ من مهندس النفط ومهندس العمليات السطحية.

5 ـ 4 ـ 2 **تنفيس الغاز وحرقه** Gas venting and flaring

استخدم تنفيس (venting) الغاز تاريخياً في كثير من العمليات تخلّصاً من الغاز المرافق الزائد. وبطريقة أخرى، أُحرِق (flared) الغاز، وهي عملية تصدر ثاني أكسيد الكربون وبخار الماء إلى الهواء، وهذا مساهم آخر للتسخين العالمي. يُبذَل جهد أكبر الآن لجمع الغاز الزائد واستخدامه تجارياً عند الإمكان، أو إعادة حقنه في الخزّان. وضعت بعض الدول، مثل النرويج، ضريبة كربون لمعاقبة الشركات التي تقوم بتنفيس الغاز وحرقه.

5 ـ 4 ـ 3 **فصل ثاني أكسيد الكربون** CO_2 sequestration

كرّست بعض مشاريع الغاز الكبيرة الجديدة، مثل تطوير غورغون (Gorgon development) على الرصيف الشمالي الغربي الاسترالي وحقل سليبنر (Sleipner) في النرويج، مشاريع لفصل غاز ثاني أكسيد الكربون (sequestration)، حيث يفصل ثاني أكسيد الكربون من الغاز الطبيعي، أو حقن الغازات المتسربة من الحرق في تشكّلات مناسبة فيما تحت السطح. الفوائد من ذلك هي زيادة استعادة النفط والاحتجاز النهائي لثاني أكسيد الكربون بما يعرف بالفصل. يستخدم المسح السيسمي وقياسات الضغط لمراقبة سلامة الخزّان.

5 ـ 4 ـ 4 **انبعاثات النفط في الماء** Oil-in-water emissions

عند إنتاج الماء مع النفط، يُبقي فصل الماء عن النفط بعض الماء في النفط. إن حد انبعاث النفط في ماء البحر هو عادة 40 جزءاً بالمليون. يتم التخلص من الماء النفطي من المنصّات العاملة، وبعض منصّات الحفر وفي محطات النفط الطرفية. مازالت نوعية المياه التي يتم التخلص منها في المحطات الطرفية موضوع تدقيق، خاصة وأنها موجودة عادة قرب المناطق السكنية أو منتجعات الراحة. إذا استطاع المهندس إيجاد وسيلة لتخفيض الماء المنتج في المنبع (مثلاً، فصل الماء أو إعادة حقن الماء المنتج في الخزّانات) عندئذ تخف كثيراً مشكلة المعالجة السطحية. التوجهات الآن للحكومات بعدم جواز انبعاث النفط في الماء كلياً، مُجبرة العاملين على إقامة مشاريع إعادة حقن الماء المنتج (Produced Water Re-Injection schemes (PWRI)).

5 ـ 4 ـ 5 **المواد المستنفدة للأوزون** Ozone-depleting substances

إن «بروتوكول مونتريال حول المواد المستنفدة لطبقة الأوزون (Montreal Protocol on Substances that Deplete Ozone Layer)» هو اتفاقية دولية وضعت لحماية طبقة الأوزون (ozone) في الستراتوسفير. لقد اشترطت على التخلص من إنتاج واستهلاك المركبات التي تستنفد طبقة الأوزون في الستراتوسفير (stratosphere) بما فيها كلورفلورالكربون (chlorofluorocarbons (CFCs))، والهالونات (halons)، الكربون رباعي الكلور (carbon tetrachloride) والميتيل كلوروفورم (methyl.chloroform) تنص النظرية العلمية والشواهد بأنه عندما تنبعث هذه المركبات إلى الغلاف الجوي، فإنها تستنفد بشدة طبقة أوزون

الستراتوسفير، التي تحمي الكوكب من الأشعة فوق البنفسجية (UltraViolet (UV)) المخربة. تستعمل بعض هذه المركبات في أجهزة إخماد الحريق (fire-suppression) أو في عمليات التبريد (refrigeration).

5 ـ 4 ـ 6 **إدارة النفايات** Waste management

تُنتج عمليات النفط والغاز كثيراً من مواد النفايات، مثل فتات الحفر الملوث، موائع الإكمال والصيانة، والنفايات الكيميائية، والحراشف أو القشور المشعة (radioactive scale)، والرواسب الطينية النفطية (oil sludge)، والمحفزات المُستَهلكة (spent catalysts). ويتوجب وضع كافة المنظومات التي تتعامل بكفاءة مع محتوى هذه المركبات في مواقعها، أو نقلها والتخلص منها. وفي ما يستلزم هذا شركات تعهدات، تبقى شركة النفط والغاز العاملة مسؤولة عن عملية إدارة النفايات.

لسوء الحظ، إن صناعتنا تحمل تراثاً من حالات حيث قادت تسربات نفطية وإدارة نفايات غير كافية إلى تلوث وضرر للإنسان والبيئة. وقادت دعاوى ومضايقات إلى غرامات ضخمة ومطالبات تعويض وفقدان السمعة.

الفصل السادس

وصف الخزّان

Reservoir Description

مقدّمة والتطبيق التجاري: يتوقف نجاح تطوير حقل النفط والغاز على الخزّان: حجمه، وإنتاجيته ونوع الموائع التي يحتويها ونوعيتها. للوصول إلى الحد الأمثل للتطوير، يجب تحديد مميّزات الخزّان بشكل جيد. غالباً ما يكون مستوى المعلومات المتوفرة أقل بكثير من المطلوب لوصف الخزّان بدقة، وتقدير الحالة الحقيقية المطلوبة. غالباً، من الصعب على مهندسي السطح (surface engineers) فهم أصل الشك الذي يجب على مهندس تحت السطح (subsurface engineer) أن يعمل به، وقد تكون مستويات النتائج المحتملة المقدّمة من قبل مهندس تحت السطح محبطة. ستصف هذه الفقرة ما الذي يتحكم بالشكوك، وكيف تجمع المعطيات وتفسر لمحاولة صياغة نموذج للخزّان تحت السطحي.

تقسم الفقرة إلى أربعة أجزاء، تناقش أنواع الخزّان العادي من وجهة النظر الجيولوجية، الموائع المحتواة في الخزّان، والطرائق الرئيسية لجمع المعطيات، والطرق التي تفسر فيها هذه المعطيات. يستهل كل مقطع بالإشارة إلى صلاته التجارية.

6 ـ 1 جيولوجية الخزّان Reservoir geology

مقدّمة والتطبيق التجاري: الهدف من جيولوجية الخزّان هو الوصف والتقدير الكمي لمعاملات البئر والتخمين بتغيّرها الجانبي. تحدد ثلاثة معاملات بشكل عريض جيولوجية خزّان الحقل:

- البيئة الترسيبية (depositional environment).
- البنية (structure).
- النشأة اللاحقة diagenesis.

تتحكم جيولوجية الخزّان إلى حد كبير بإنتاجية التشكّل، ذلك هو إلى أي درجة تسيطر قابلية النقل لتدفق الموائع واتصالات الضغط. يجب أن ترتكز معرفة عمليات الخزّان الجيولوجية على استقراء المعطيات المحدودة جداً المتوفرة للجيولوجي، ومع ذلك فالنموذج الجيولوجي (geological model) هو الأساس الذي تبنى عليه خطة تطوير الحقل.

سنتفحص في الفقرة التالية صلة البيئات الترسيبية والبنية والنشأة اللاحقة بأهداف تطوير الحقل.

6 ـ 1 ـ 1 **البيئة الترسيبية** Depositional environment

مع وجود بعض الاستثناءات، تكون صخور الخزّان رسوبية «(sediments)». النوعان الرئيسيان هما الصخور الفتاتية السيليسية (siliciclastic) أو ما يشار إليها بـ «الفتاتية» «(clastics)» أو «الحجر الرملي «(sandstones)»، والصخور الكربوناتية الكربوناتية (carbonate rocks).

معظم الخزّانات في خليج المكسيك وفي بحر الشمال محتواة في بيئات ترسيبية فتاتية، والعديد من الحقول العملاقة في الشرق الأوسط محتواة في صخور كربوناتية. دعنا نتحرَّ الميزات الرئيسية لكلا النوعيّن، قبل النظر في أهمية البيئات الترسيبية لعملية الإنتاج.

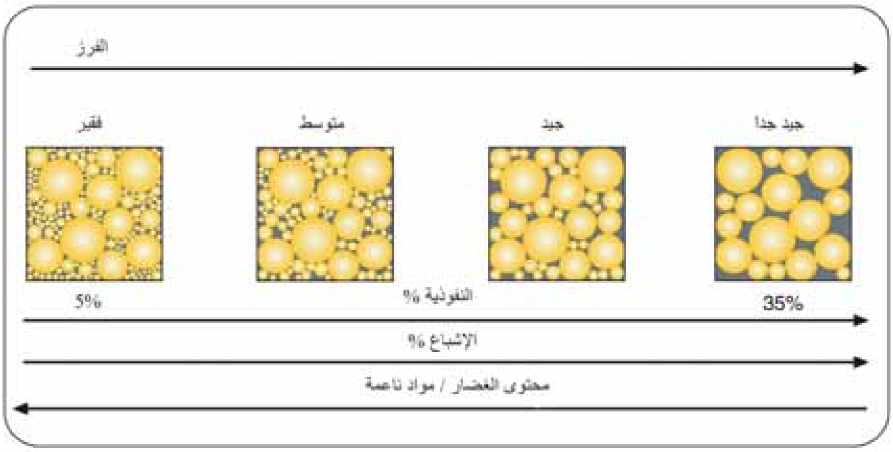
6 ـ 1 ـ 1 ـ 1 **الصخور الفتاتية** Clastics

يسبق توضع الصخور الفتاتية التجوية (weathering) ونقل المواد (transport). تحدث التجوية الميكانيكية (mechanical) إذا تعرض الصخر لتغيّرات حرارية عالية أو لتجمد الماء في مسام الصخر وشقوقه (مثلاً، في بعض البيئات الصحراوية). مثال آخر من التجوية الفتاتية هو عمل جذور النبات التي تشق طريقها عبر صخر الأساس (bedrock). يمكن أن تسبب المواد المحتواة في المياه السطحية تجوية كيميائية (chemical weathering).

تنحل الفلزات خلال هذه العملية وترشح المواد الأقل ثباتاً، مثل الفلسبار (feldspars). تكون التجوية الكيميائية شديدة في المناطق المدارية.

تؤدي التجوية إلى تحطيم الصخر إلى عناصر أصغر، التي يمكن أن تنتقل بواسطة عوامل مثل الماء (الأنهار والتيارات البحرية)، والرياح (الصحاري)، والجليد (الجليديات glaciers). توجد علاقة هامة بين أسلوب النقل والطاقة المتوفرة لتحريك العناصر. تُحَدّد طاقة النقل (transport energy) حجم الحبيبات الرسوبية (size) وشكلها (shape) ودرجة فرزها (degree of sorting). الفرز معامل هام في التحكم بالخواص مثل المسامية. يظهر الشكل (6 ـ 1) تأثير الفرز في نوعية الخزّان.

تشمل الرسوبيات سيئة الفرز حجوماً حبية مختلفة، منتجة نسيجاً صخرياً كثيفاً مع مسامية منخفضة. نتيجة ذلك، يكون الإشباع بالمياه الفطرية (connate water) عالياً، مما يترك حيزاً صغيراً لتخزين الهيدروكربون. على العكس، تؤدي الرسوبيات جيدة الفرز جداً إلى حجم كبير «للحيز» بين المركبات ذات الحجوم المنتظمة، وإشباع منخفض بالمياه الفطرية، وبالتالي سعة أكبر لتخزين الهيدروكربون.



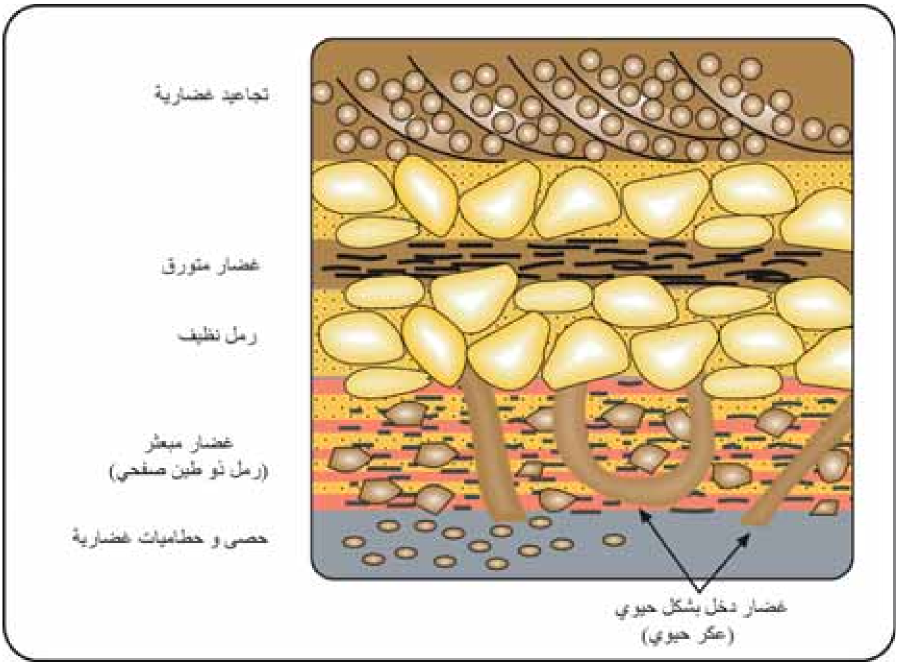
الشكل (6 ـ 1): تأثير الفرز في نوعية الخزّان.

المياه الفطرية هي المياه التي بقيت في المسام بعد دخول الهيدروكربون.

الكوارتز quartz (SiO_2) أحد أكثر الفلزات ثباتاً، ولذلك هو المركب

الرئيسي للحجر الرملي والذي تعرض لأقسى عمليات التجوية والنقل لمسافة كبيرة. تدعى هذه الرسوبيات بـ «الناضجة» وتزود رمال خزّان «نظيفة» وعالية النوعية. من الناحية النظرية، لا تتأثر المسامية بقياس الحبيبات، لكنها بكل معنى الكلمة نسبة مئوية من الحجم الكلّي للصخر. مع ذلك، ففي الطبيعة قد يكون للرمال كبيرة العناصر وجيدة الفرز مسامية أعلى من الرمال المماثلة المؤلّفة من عناصر صغيرة. هذا ببساطة نتيجة طاقة النقل العالية اللازمة لنقل العناصر الكبيرة، لذلك يوجد احتمال (probability) صغير بأن تتوضع الحبيبات الصغيرة (الخفيفة) مثل الغضار.

إن الرمال النظيفة جداً نادرة، وغالباً ما توجد كميات صغيرة من الغضار في منظومة مسام الخزّان: حيث الغضاريات هي نواتج تجوية مركبات صخور مثل الفلسبار. تتحكم نوعية الغضار وتوزعه في الخزّان بشكل رئيسي بالنفوذية والمسامية. يظهر الشكل (6 ـ 2) عدة أنواع من توزع الغضار (clay).



الشكل (6 ـ 2): توزع أنواع الغضاريات.

يلعب تورق (laminae) الغضار وتجاعيد (drape) الغضار كحوارف

(baffles) أو كحواجز (barriers) شاقولية أو أفقية لتدفق المائع ولتواصل الضغوط. تشغل الغضاريات المبعثرة المسام التي تكون ممكنة لدخول الهيدروكربون في الرمل النظيف. وقد تسد مجازات المسام الضيقة (pore throats)، وبالتالي تعيق تدفق المائع. غالباً ما يكون تقييم الخزّان معقّداً لوجود الغضاريات. هذا صحيح خصوصاً لتقدير الإشباع الهيدروكربوني.

الكدر الحيوي (bioturbation)، الناتج من (borrowing) حفر العضويات، قد يؤدي إلى وصل الطبقات المنفصلة بوريقات الغضار، مما يعزز النفوذية الشاقولية. من الناحية الأخرى، قد يجانس الكدر الحيوي الخزّان المتطبق مؤدياً إلى طين صفحي رملي غير منتج.

6 ـ 1 ـ 1 ـ 2 **الصخور الكربوناتية** Carbonate rocks

لا تخضع الصخور الكربوناتية عادة لمسافات بعيدة من النقل، وكثيراً ما نجد صخور الخزّان الكربوناتي في الموقع الأصلي. هي عادة نتيجة العضويات البحرية. مع ذلك، غالباً ما تتأثر الكربونات بشدة بعمليات النشأة اللاحقة. سيعطى لاحقاً وصف تفصيلي للكربونات المتغيّرة وخواصها الخزنية عند وصف النشأة اللاحقة.

6 ـ 1 ـ 1 ـ 3 **البيئة الترسيبية** Depositional environment

تتبع التجوية والنقل عملية ترسيب المواد المجواة. يمكن تعريف البيئة الترسيبية بأنها مجموعة نمطية من عمليات فيزيائية وكيميائية وبيولوجية تنتهي بنوع محدد من الصخر. تعتمد الخصائص الناتجة للتشكّلة (package) الرسوبية الناتجة من شدة هذه العمليات وأمدها. تظهر المتغيّرات الفيزيائية والكيميائية والبيولوجية والجيومورفية (geomorphic) فروقاً كبيرة بين وضمن بيئات خاصة. نتيجة لذلك، يجب أن نتوقع سلوكاً متغيّراً جداً لمثل هذه الخزّانات خلال إنتاج الهيدروكربون. تتحكم العمليات الترسيبية بالمسامية، النفوذية، نسبة الصافي/ الإجمالي (Net to Gross (N/G))، مدى التغيّر والامتداد الجانبي لخواص الخزّان. لذلك، يتأثر بشدة منحني الإنتاج والاستعادة النهائية (Ultimate Recovery (UR) للآبار المستقلة والتجمع ببيئة الترسيب.

على سبيل المثال، إن حقول المياه العميقة في خليج المكسيك هي من

عمر الحقبة الثالثة، وتشمل أجساماً رملية معقدة توضعت في تعاقب مياه عميقة عكرة. إن خزّان خليج برودهو الرملي (Prudhoe Bay) في ألاسكا هو من عمر الترياسي/ الكريتاسي (Triassic/Cretaceous) وترسب بمنظومة دلتا مروحية (fan delta) ذات مياه ضحلة وتوضعات طمي ـ نهرية (fluvial-alluvial). وخزّان الغوار (Ghawar) الكلسي في العربية السعودية من عمر الجوراسي Jurrasic وترسب في بحر ضحل دافئ. مع أن هذه الخزّانات قد ترسبت في بيئات ترسيب مختلفة جداً، كلها تحتوي على تجمعات هيدروكربوناتية قابلة للإنتاج، برغم أن جزء النفط القابل للإنتاج متغيّر. بالحقيقة إن خزّانات خليج البرودهو والغوار من الأكبر في العالم، ويحتوى كل منهما ما يزيد على 20 بليون برميل من النفط.

توجد علاقة هامة بين البيئة الترسيبية وتوزع الخزّان من جهة ومميّزات إنتاج الحقل (الجدول 6 ـ 1). من المهم إدراك أن معرفة عمليات الترسيب ومعالمها لخزّان معطى ستكون حاسمة للتحديد الصحيح لمواقع العدد الأمثل من الآبار التقييمية والتطويرية، وحجم المنشآت وتحديد سياسة إدارة الخزّان.

تطبق طرائق وتقنيات متعددة لوضع النموذج الجيولوجي للخزّان: بشكل رئيسي تحليل مواد العيّنة اللبابية، والسجلات السلكية (wireline log) والدراسات السيسمية عالية التحليل والتكشفات السطحية. تناقش تقنيات جمع المعطيات في الفقرة (6 ـ 6) من الفصل (6) وفي الفقرة (3 ـ 2) من الفصل (3).

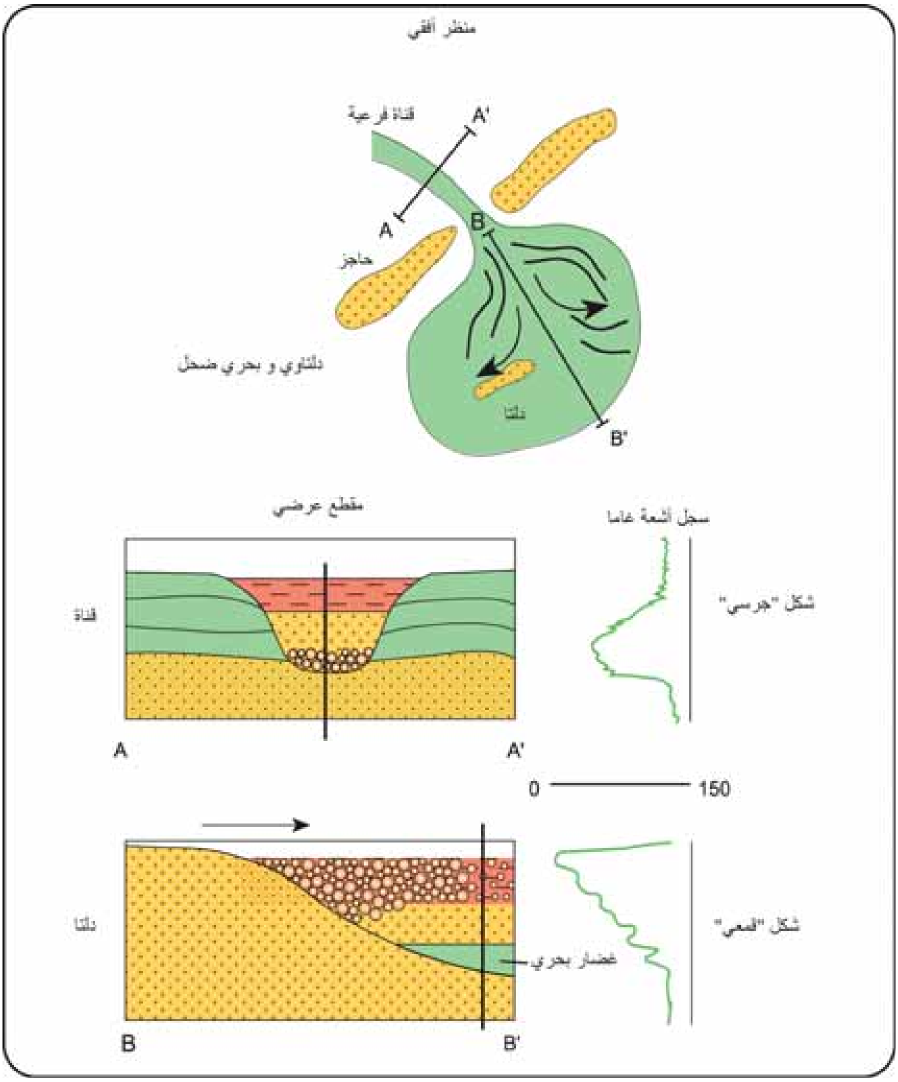
إن الموائع الأكثر فائدة لتحليل بيئي مفصل هي العيّنات اللبابية والسجلات السلكية. بشكل خاص استجابة أشعة غاما مفيدة لأنها تتحسس تغيّرات الطاقة أثناء الترسيب. يربط الشكل (6 ـ 3) بين البيئات الترسيبية واستجابة أشعة غاما. تقيس استجابة أشعة غاما المستوى الطبيعي لنشاط أشعة غاما في صخور التشكّل. للطين الصفحي استجابة أشعة غاما عالية في حين للرمال استجابات منخفضة.

غالباً ما يشير سجل قمعي الشكل لأشعة غاما (funnel-shaped) إلى بيئة دلتاوية (deltaic environment) بينما تتبع الرسوبيات الفتاتية ذات الترسيب متزايد

الخشونة توضّع الغضاريات البحرية. غالباً ما تمثل سجلات أشعة غاما جرسية الشكل (bell-shaped) بيئة قناتية (channel environment)، حيث يعكس تعاقب متزايد النعومة نحو الأعلى تناقص الطاقة عبر بروفيل القناة الشاقولي. التقنية الحديثة للدراسات الترسيبية هي استخدام أدوات التصوير للتشكّل (amaging tools) الذي يقدّم صورة عالية النوعية للتشكّلات التي تشكّل جدار البئر. توصف هذه بتفصيل أكبر في الفقرة (6 ـ 4 ـ 8).

الجدول 6 ـ 1 : مميّزات بيئات مختارة

البيئة الترسيبية	توزع الخزّان	مميّزات الإنتاج
دلتاوية (أقنية توزيعية)	منعزل أو أقنية مكدسة عادة برمال ناعمة الحبيبات. قد تكون أو لا تكون متصلة مع بعضها البعض.	منتجة جيدة: النفوذية 500-5000 mD . قد يتطلب الاتصال غير الكافي بين الأقنية إلى ملء الآبار في مرحلة لاحقة من التطوير .
بحرية ضحلة/ شاطئية (فتاتية)	حواجز رملية، أقنية مدية. تزداد خشونة نحو الأعلى. أدى ازدياد معدل الهبوط إلى خزّانات تكدسية. توزع الخزّان معتمد على عمل الأمواج والمد والجزر.	غزيرة الإنتاج نتيجة وجود الأجسام الرملية النظيفة والمستمرة. قد تسبب طبقات الطين الصفحي حواجز شاقولية أمام تدفق المائع.
كربونات ضحلة المياه (رصيفية ووحول كربوناتية)	نوعية الخزّان محكومة بعمليات التشكّل والتاريخ البنيوي (التشقق).	إنتاج غزير جداً من الكربونات الكارستية. ممكن إنتاج ماء غزير في البداية. منظومات نفوذية مزدوجة في الكربونات المشققة. قد ينتج الدولوميت H_2S .
رصيف (shelf) (فتاتية)	أجسام رملية صفائحية الشكل ناتجة من العواصف أو التجاوز البحري. تكون رقيقة عادة، لكنها رمال مستمرة كثيراً وجيدة الفرز بين غضاريات بحرية .	إنتاجية عالية جداً لكن الرمال جيدة النوعية قد تشكّل «نطاقات سرقة» أثناء ضخ الماء أو الغاز. قد يؤثر عمل حفر الرسوبيات من قبل العضويات الحفّارة في نوعية الخزّان.

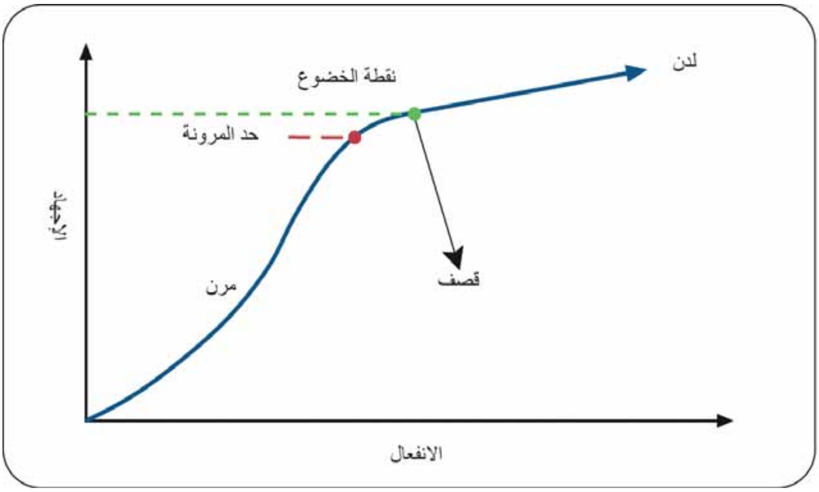


الشكل (6 ـ 3): بيئات ترسيبية، وتوزع الرمل وسجل استجابة أشعة غاما.

6 ـ 1 ـ 2 **بنيات الخزّان** Reservoir structures

كما نوقش سابقاً، إن قشرة (crust) الأرض هي جزء من منظومة ديناميكية، وتُستَوعب الحركات ضمن القشرة جزئياً بتشوه الصخر. وكأي مادة، قد تنفعل الصخور مع الجهد باستجابة مرنة (elastic)، أو لدنة (ductile) أو قصفة (brittle)، كما وصفت في مخطّط الإجهاد ـ الانفعال (stress-strain) في الشكل (6 ـ 4).

من النادر إمكانية رؤية التشوه المرن (الذي يحدث مثلاً أثناء الزلازل (earthquakes)). مع ذلك، إن العديد من المعالم تحت السطحية والسطحية مرتبطة بالنمطين الآخرين من التشوه. يحدد تركيب (composition) المادة، والضغط المطبق (confining pressure) ومعدل سرعة التشوه (rate of deformation) والحرارة (temperature) أي نمط من التشوه سيبدأ.



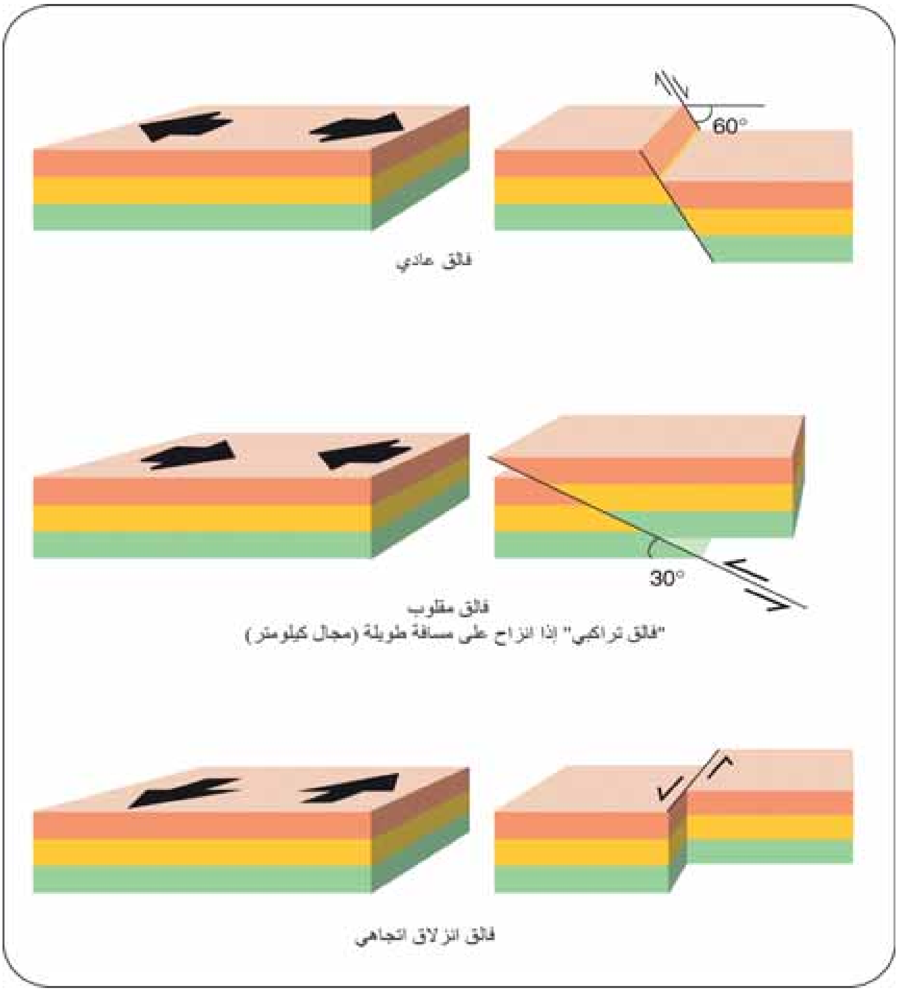
الشكل (6 ـ 4): مخطّط الإجهاد ـ الانفعال لصخور خزّان.

إذا طبق جهد كاف على صخر فسيصل في النهاية إلى نقطة الخضوع (yield point). إذا ابتدأ إخفاق قصف، فسيتطور مستوى إخفاق الذي نصفه بفالق. يظهر الشكل (6 ـ 5) المصطلحات المستخدمة لوصف الفوالق: العادي (normal) والمقلوب (reverse) والانزلاق الاتجاهي (wrench).

بما أن الفوالق هي نطاقات ضعف متأصل، فيمكن أن تعاود نشاطها خلال الزمن الجيولوجي. يحدث التصدع (faulting) عادة بعد فترة طويلة من توضع الرسوبيات. الاستثناء من ذلك هو فالق النمو (growth fault) (يدعى كذلك فالق مصاحب للترسيب (syn-sedimentary fault))، الظاهر في الشكل (6 ـ 6). هي بنيات تمددية (extentional structures) يمكن ملاحظتها كثيراً على المقاطع السيسمية للتعاقبات الدلتاوية. إن مستوى الفالق (fault plane) منحنٍ، وله شكل الملعقة في المنظر ثلاثي الأبعاد. يدعى هذا النوع من المستويات بـ «التمددي المحدب» (listric). يمكن تصور فوالق النمو على إنها انزلاقات تحت بحرية

تسبّبت من الترسيب السريع لكميات كبيرة من الرسوبيات المشبعة بالماء والإخفاق اللاحق للمنحدر. العملية مستمرة ومتزامنة مع التزويد بالرسوبيات، لهذا فإن سماكة الرسوبيات على الجدار الهابط (downthrown block) (متحرك دوماً نحو الأسفل) تتزايد بالنسبة إلى الجدار الصاعد (upthrown block).

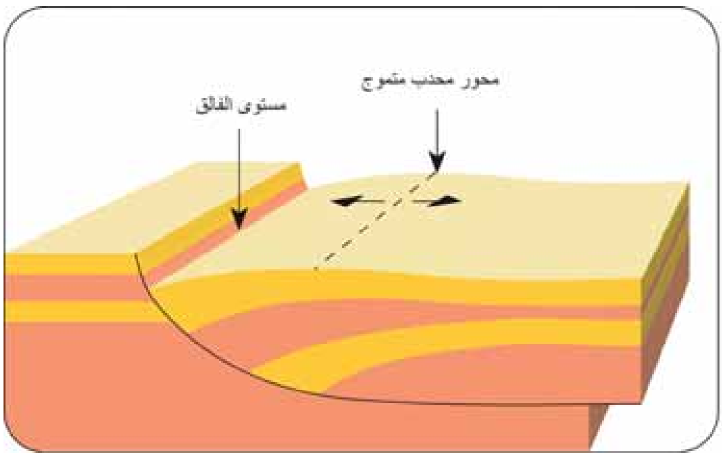
المعلم الثانوي (secondary feature) هو تطور محدبات متموجة (rollover anticline) التي تتشكّل نتيجة الحركة نحو الأسفل بالقرب من مستوى الفالق، وتتناقص مع ازدياد البعد عن المستوى. قد تحتجز المحدبات المتموجة كميات معتبرة من الهيدروكربون.



الشكل (6 ـ 5): أنواع التصدع.

تكون المناطق الدلتاوية المتصدعة بفوالق النمو عالية المأمولية نظراً إلى أنها تشمل مقاطع سميكة من رمال الخزّان عالية النوعية. تغطي الدلتات عادة غضاريات بحرية غنية بالعضويات، التي يمكنها أن تزود التراكيب عند النضج. الأمثلة هي دلتات النيجر (Niger) والبارام (Baram) والمسيسبي (Mississippi). قد تعيق الغضاريات المتوضعة ضمن التعاقبات الدلتاوية طرد الماء خلال الترسيب السريع/والرص. قد يقود هذا إلى تولّد الضغط المفرط.

قد تمتد الفوالق على عدة مئات من الكيلومترات أو قد تنحصر في تشوّه الحبيبات المنفردة. وهي تشكّل مصائد واسعة مؤملة لتجمع النفط والغاز. مع ذلك، قد تقطع الخزّانات وتحتجز المائع والضغوط في العديد من الحجرات المنفردة. قد يتطلب كلٌّ من هذه الكتل المعزولة آباراً منفردة مخصصة للإنتاج والحقن. قد يخفض تشكّل الحجيرات (compartmentalization) في الخزّان، بسبب تصدع صغير المقياس (small-scale faulting)، درجة ربحية حقل قيد التطوير. في الحالة الأسوأ، لا يُكشَف التصدع إلا في مرحلة متقدمة من التطوير. تساعد المسوح السيسمية ثلاثية الأبعاد المبكرة في الحصول على تقييم واقعي لكثافة التصدع، وقد يشير إلى احتمال السد المحكم للفوالق المنفردة. مع ذلك، لا تكتشف الفوالق صغيرة المقياس ذات الإزاحة (الرمية throw) 5 ـ 10 أمتار باستخدام المسح السيسمي. يمكن استخدام تقنية الإحصاء الجيولوجي للتخمين بتكرارها واتجاهها.



الشكل (6 ـ 6): هندسة تصدع النمو والمحدب الناتج (متموج rollover) **(من بتروليوم هاندبوك** 1983).

اقترحت أربع آليات لتفسير كيف تزود الفوالق السد المحكم. الحالة الأكثر تكرارية هي الإكساء بالغضار (clay smear) والتقارب (juxtaposition) الشكل الشكل (6 ـ 7):

الإكساء بالغضار: تكسو طبقة من الغضار الناعم غالباً، من أصل بحري، مستوى الفالق أثناء الحركة مشكلة سداً محكماً فعّالاً.

التقارب: يؤدي التصدع إلى تقارب صخر غير نفوذ لمقابل صخر الخزّان.

تتشكّل أختام أخرى للفالق أقل تكرارية كما يلي:

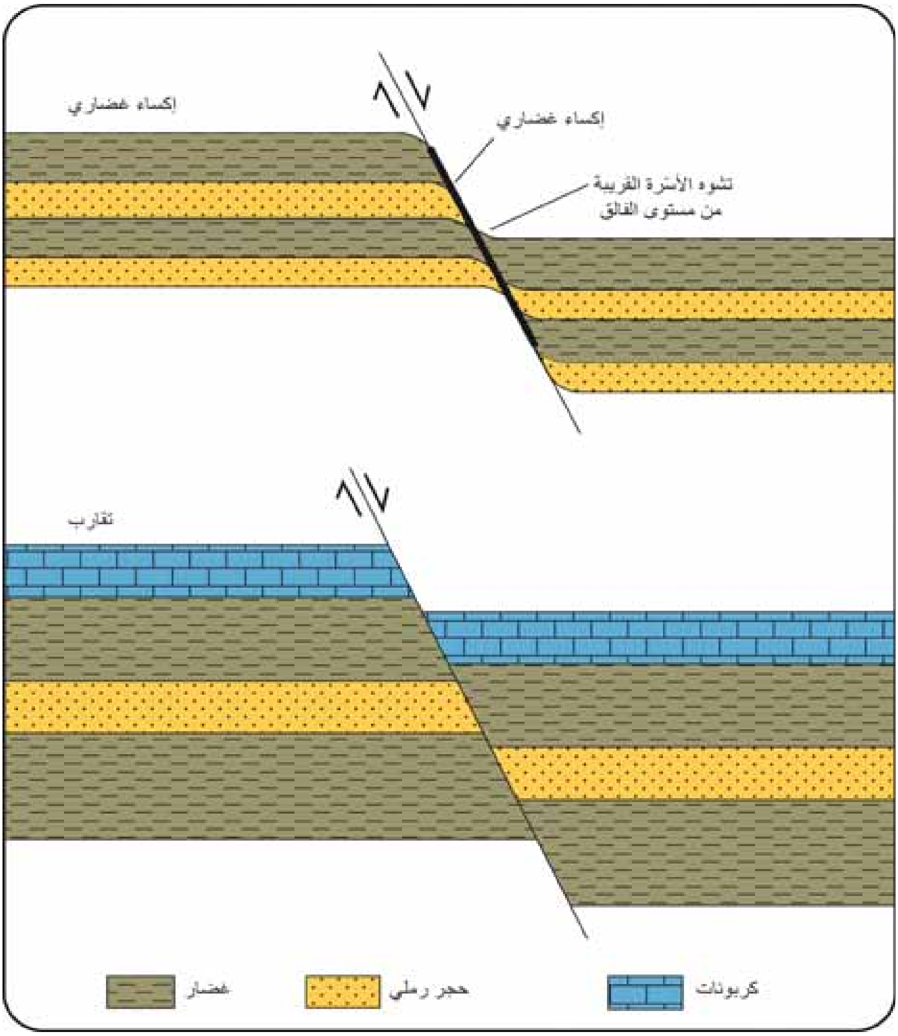
التئام تشكّلي لاحق (diagenetic healing) يؤدي توضع لاحق لفلزات بالقرب أو على مستوى الفالق لتشكّل سطح خاتم (انظر الفقرة 6 ـ 1 ـ 3 لمزيد من التفصيل).

الزحن (cataclasis) تؤدي حركة الفالق إلى تحطيم النسيج الصخري القريب من مستوى الفالق. تطحن حبيبات الكوارتز المنفصلة مولدة ختماً يتألف من «طحين الصخر (rock flour)» في حالات كثيرة، تحد الفوالق فقط من تدفق المائع، أو قد تكون «فاتحة» أي غير خاتمة (non-sealing). بالرغم من الجهود الكبيرة للتخمين باحتمالية ختم الفالق، لم تظهر حتى الآن طريقة موثوقة كلياً. تتعقد أكثر نمذجة (modeling) الختم الفالقي بحقيقة أن بعض الفوالق قد تسرب الموائع أو الضغوط بمعدل منخفض جداً، وهكذا تعمل بشكل فعّال كـ «ختم على مدى الإنتاج» (seal on a production time scale) لزوج من السنوات. كنتيجة، إن محاكاة (simulation) سلوك (behaviour) الخزّان في حقول كثيفة الفوالق صعبة، ويجب اعتبار التخمينات كتقدير تقريبي فقط.

من المعلوم بأن أختام الفوالق قد تمزقت بالضغوط التفاضلية الزائدة التي تولّدت من عمليات الإنتاج، مثلاً إذا استخرج الهيدروكربون من كتلة بينما حافظت الكتلة المجاورة على ضغطها الأصلي، قد تكون النتيجة تدفقاً متبادلاً واتصالات ضمن الخزّان غير مسيطر عليها.

في حين تزيح الفوالق الوحدات الليتولوجية المتصلة سابقاً، لا تظهر الشقوق (fractures) أي انزياح مُدرَك. وهي تمثل كذلك إخفاق قصف وتؤثر في الليثولوجيات القاسية أو المتماسكة (competent) بدلاً من تلك اللدنة أو الصخور غير المتماسكة (incompetent) مثل الحجر الطيني (claystone). كثيراً

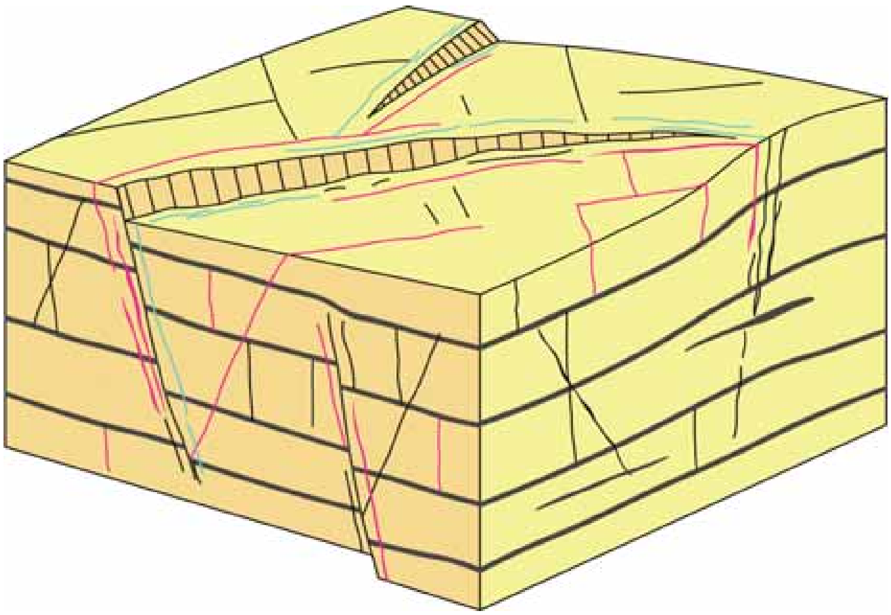
ما تتوجه الشقوق بشكل معامد لسطوح التطبق (bedding planes) (الشكل 6 ـ 8).



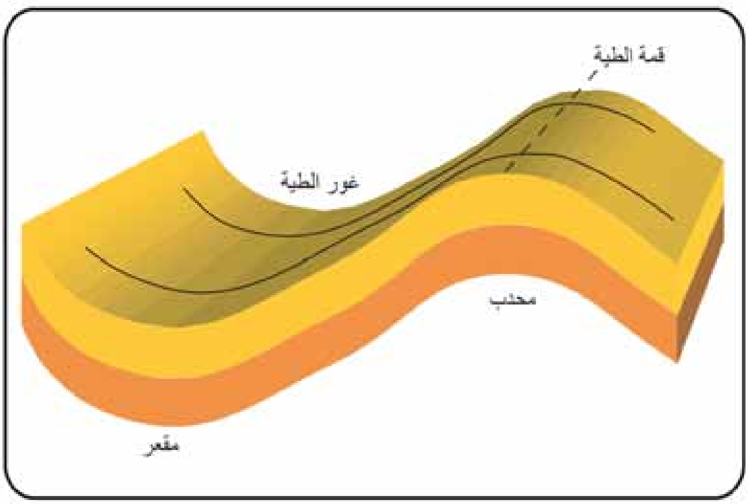
الشكل (6 ـ 7): **ختم الفالق بواسطة الإكساء بالغضار أو بالتقارب.**

يتكرر تشقق الصخور الكربوناتية أكثر من الصخور الرملية. وفي كثير من الحالات، تؤدي الشقوق المفتوحة في الخزّانات الكربوناتية إلى مسامية عالية/نفوذية عالية وممرات لإنتاج الهيدروكربون. ستشحن الشقوق بشكل مستمر من النسيج الصخري المتراص (أقل نفوذية). يجب أثناء تطوير الحقل تخطيط الآبار بحيث تقطع أكثر ما يمكن من الشقوق الطبيعية، مثلاً، بحفر آبار أفقية.

ترتبط الطيات بالتشوه الانضغاطي اللدن (الشكل 6 ـ 9). يتألف زوج من الطيات من محدب ومقعر (syncline).



الشكل (6 ـ 8): **خزّان مشقق.**



الشكل (6 ـ 9): **مصطلحات الطي.**

6 ـ 1 ـ 3 **النشأة اللاحقة** Diagenesis

يصف مصطلح النشأة اللاحقة كل العمليات الكيميائية والفيزيائية التي تؤثر في رسوبيات بعد التوضع. يستثنى من هذا الصنف العمليات المرتبطة بالتجوية تحت ـ هوائية (sub-areal) وتلك الناتجة تحت ضغوط ودرجات حرارية عالية جداً. تصنف الأخيرة تحت مصطلح التحول (metamorphosis). تغيّر النشأة اللاحقة هندسة الفراغ المسامي وكيميائيتها، وكذلك تركيب الصخر. يتحكم بالعديد من هذه التغيّرات أهمية الأكسدة (eH) وحموضة/ قلوية /acidity) (alkalinity المياه المسامية التي تنتشر في التشكّل. وبالتالي فإن هجرة الهيدروكربون وإزاحة الماء من منظومة المسام قد تنتهي أو على الأقل تؤخر عمليات النشأة اللاحقة.

قد تزيد النشأة اللاحقة أو تنقص المسامية والنفوذية وتسبب تغيّراً ملحوظاً في سلوك الخزّان، مقارنة بتعاقب مستقر.

إن عمليات النشأة اللاحقة المرتبطة بتطور الحقل هي: التراص، والسمنتة، والانحلال والإحلال.

التراص (compaction): يحدث عندما يؤدي الترسيب المستمر إلى زيادة الحمولة المغطية التي تطرد ماء المسام من زمرة رسوبية. يقل الفراغ المسامي وترتص الحبيبات بشدة معاً. إن التراص شديد خاصة في الغضاريات التي مساميتها عالية جداً، حوالى 80٪ عندما تكون طازجة التوضع.

في حالات نادرة، قد يبدأ التراص صنعياً بسحب النفط والغاز أو الماء من الخزّان. قد يساعد الضغط المطبق من الحمولة المغطية (overburden) فعلياً في «اعتصار» الهيدروكربون خارجاً. تعرف هذه العملية باسم «تحفيز بالتراص»، وبعض التراكمات في فنزويلا Venezuela تنتج بهذه الطريقة بالتوافق مع برنامج «استرداد النفط المعزز (Enhanced Oil Recovery (EOR))» مثل الحقن بالبخار.

إذا حدث التراص نتيجة للإنتاج، فيتطلب مراقبة حذرة. تَصَدّر حقل إيكوفسك (Ekofisk) في بحر الشمال البلجيكي الأخبار، عندما «انهارت» مسام كربونات الخزّان ناعمة الحبيبات نتيجة الإنتاج وابتدأت المنصّة بالغوص.

عولجت المشكلة لاحقاً بإدخال مقاطع فولاذية في أرجل المنصّة.

وكذلك تأثيرات التراص هي موضوع مهم في حقل غاز غرونِنغن (Groningen) في هولندا (Holland) حيث يتوقع هبوط السطح بمقدار متر واحد.

يخفض التراص المسامية والنفوذية. كما ذكر سابقاً أثناء تقديم فوالق النمو، إذا منع طرد الماء قد تتطور ضغوط مفرطة.

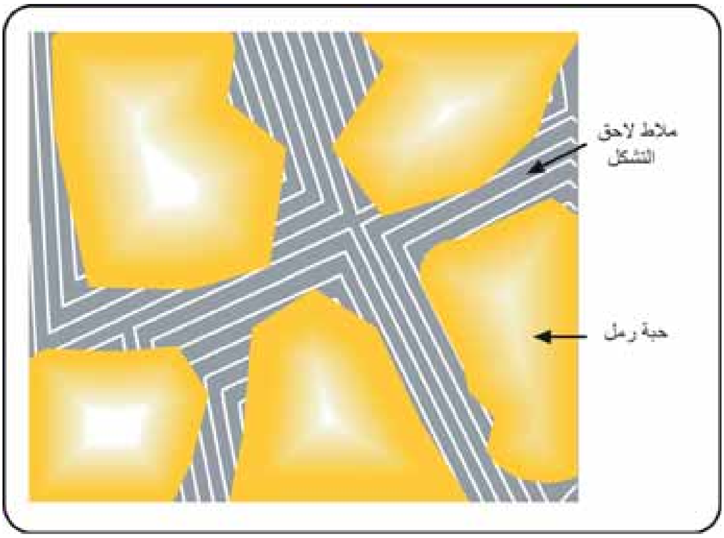
السمنتة (cementation): تصف «التحام» المركبات مع بعضها البعض. غالباً ما يتألف «الغراء (glue)» من مواد مثل الكوارتز أو فلزات كربوناتية مختلفة. قد تدخل إلى المنظومة بواسطة رشح (percolating) مياه المسام و/أو ترسب فلزات نتيجة تغيّرات الضغط والحرارة. قد يقود التراص إلى انحلال الكوارتز على نقطة التماس للحبيبات المنفردة حيث يكون الضغط أعظمياً. مثلاً، في المناطق ذات الضغط المنخفض قليلاً، قد يحدث ترسب الكوارتز في الفراغ بين الحبيبات (الشكل 6 ـ 10).

هذا النوع من المحلول الضغطي/الترسيب نشط على فترات طويلة من الزمن وقد يدمر كلياً تقريباً المسامية الأولية. قد يحدث ترسيب المواد أيضاً بطريقة مماثلة على سطح مستوى الفوالق، محدثاً ختماً فعّالاً من خلال عملية قدمت سابقاً هي الالتئام التشكّلي اللاحق.

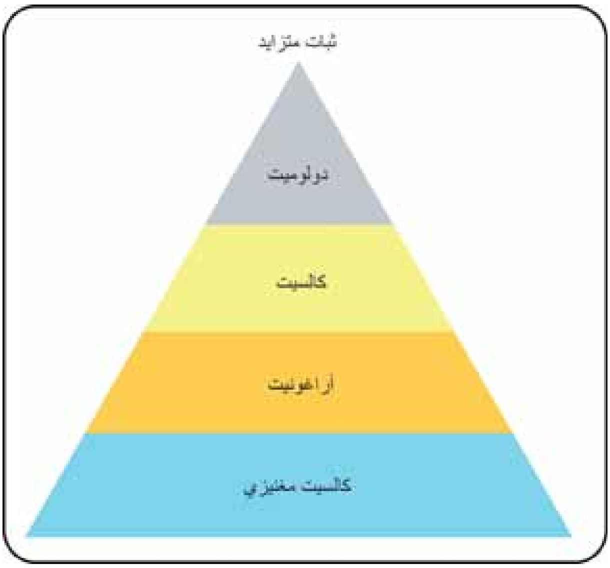
الانحلال والإحلال (dissolution and replacement): بعض الفلزات، خصوصاً الكربونات، ليست مستقرة كيميائياً على مجال من الضغوط، ودرجات الحرارة والـ (pH). لذلك سيكون هناك ميل للتغيّر عبر الزمن الجيولوجي إلى تشكّلة أكثر ثباتاً، كما في الشكل (6 ـ 11).

قد يلتقط ماء المطر ثاني أكسيد الكربون الجوي CO_2 ويتفاعل مع كربونات الكلسيوم (الحجر الكلسي) ليشكل مادة قابلة للانحلال؛ بيكربونات الكلسيوم (calcium bicarbonate). يعطي هذا التفاعل الماء «قساوته (hardness)»

$$CaCO_3 + H_2O + CO_2 \rightarrow Ca(HCO_3)_2$$



الشكل (6 ـ 10): تدمير المسامية بالسمنتة.



الشكل (6 ـ 11): الثبات الكيميائي النسبي لفلزات الكربونات.

المياه السطحية تحت مشبعة عادة بأيونات الكالسيوم (Ca^{2+}). حيث تمتزج المياه السطحية (حتى المشبعة) مع مياه البحر، يقوم تآكل نطاق المزج (mixing zone corrosion) بحل كربونات الكالسيوم. يمكن رؤية شواهد هذا الحدث على الجزر.

يمكن أن يخلق انحلال الكربونات مظاهر مثيرة مثل تلك التي توجد في العديد من الكهوف. يدعى المصطلح بالكرستة (karstification). تعود بعض الخزّانات إلى الكارست (karst). الأمثلة على ذلك حقل باهي بي (Bahai Bay) في الصين أو حقل نفط نانج نوان (Nang Nuan) في تايلاند. تتميز هذه الخزّانات بإنتاج أولي عالٍ من منظومة الفراغ المسامي الكبير. مع ذلك، بما أن مظاهر الكارست متصلة في العمق مع الماء (waterleg)، يُتبَع هذا عادة، بتدفق مائي سريع وغزير.

هناك تفاعل آخر مهم هو إحلال أيون Ca^{2+} في الكربونات بأيون المغنيزيوم. إن الأخير أصغر، لذا يتولد «فراغ» أو مسامية في الشبكة الفلزية من هذا الإحلال. الفلز الناتج هو الدولوميت، ويمكن أن تصل الزيادة بالمسامية إلى 13٪. يمكن التعبير عن العملية كما يلي:

$$2CaCO_3 + Mg^{2+} \rightarrow CaMg(CO_3)_2 + Ca^{2+}$$

يتوفر أيون المغنيزيوم من مياه المسام المهاجرة. إذا كانت العملية مستمرة على مدى الزمن الجيولوجي، يدخل المزيد والمزيد من (Mg^{2+}) إلى المنظومة وتنخفض المسامية ثانية. ويصبح الصخر فوق ـ مدلمت (over-dolomitised)(*).

غالباً ما تكون الخزّانات الكربوناتية (carbonate) متأثرة بدرجات مختلفة من النشأة اللاحقة (diagenesis)(**) مع ذلك، إن عملية الانحلال والإحلال ليست محصورة بالكربونات. الفلسبار مثلاً، عائلة أخرى من الفلزات الميالة لتغيّرات مبكرة.

قد يضطرب التوازن الكيميائي في منظومة مسام الخزّان، أثناء عمليات الحفر والإنتاج. هذا صحيح، خاصة عندما تدخل الطَفلِة أو المياه المحقونة إلى التشكّل. يمكن أن يؤدي التفاعل الناتج إلى ترسب فلزات حول البئر أو الخزّان، وقد تخرب بشدة الإنتاجية. لذا يجب التحقق في مرحلة مبكرة من انسجام مياه التشكّل مع الموائع المدخلة خلال الحفر.

(*) دلتة: عملية إحلال كربونات المغنيسيوم في الحجر الكلسي محل كربونات الكالسيوم.

(**) نشأة لاحقة: عمليات فيزيائية تتعرض لها الرسوبيات بعد توضعها وتؤدي إلى ارتصاص عناصرها وإعادة تبلورها، واستبدال معادنها بالإحلال بمعادن أخرى.

6 ـ 2 **موائع الخزّان** Reservoir fluids

مقدّمة والتطبيق التجاري: تقدم هذه الفقرة الأنواع المختلفة للهيدروكربون المستثمرة من تطوير حقل نفط وغاز. يجب وصف توزع الموائع الأولي في الخزّان للتمكن من تقدير الهيدروكربون الموجود في المكان الأولي (HydroCarbon Initially In Place (HCIIP)) في الخزّان. إن العلاقة بين حجم الهيدروكربون الموجود في المكان الأولي تحت السطحي والحجم السطحي المعادل مهم في تقدير النفط المخزون في المكان الأولي (Stock Tank Oil Initially In Place (STOIIP)) والغاز الأولي الموجود في الموقع (Gas Initially In Place (GIIP)).

تستخدم الخواص الكيميائية والفيزيائية الأساسية لأنواع الموائع في تمييز سلوك الموائع تحت ظروف الإنتاج. إن وجود تقرير ممثل لنوع مائع الخزّان مهم بالنسبة إلى مهندسي النفط والمعالجة للتخمين عن كيفية تغيّر خواص المائع مع الضغط والحرارة، وهو جوهري للتصميم الصحيح لمنشآت المعالجة السطحية. وبنظرة معمقة أكثر، يهتم المهندس الكيميائي بتركيب موائع الهيدروكربون لتحديد حصيلة الأجزاء المتعددة التي يمكن الحصول عليها.

6 ـ 2 ـ 1 **كيميائية الهيدروكربون** Hydrocarbon chemistry

إن الموائع المحتواة في تراكمات النفط هي مزيج من مركبات عضوية (organic compounds)، التي هي بغالبيتها هيدروكربون (جزيئات مركبة من ذرات الهيدروجين والكربون)، لكن من الممكن وجود الكبريت والنتروجين والأكسجين ومركبات معدنية.

ستُركِّز هذه الفقرة على الهيدروكربون، لكن سوف تُوضِح أهمية المركبات الأخرى في معالجة الموائع.

تتغيّر الموائع النفطية بالمظهر كثيراً، من الغازات إلى موائع شفافة بمظهر وقود خفيف، إلى كثيفة سوداء، موائع صلبة تقريباً. من ناحية نسبة الوزن المئوية للنفط الخام، مثلاً يمثل عنصر الكربون 84 ـ 87٪، وعنصر الهيدروجين 11 ـ 14٪ والمركبات الأخرى، نمطياً أقل من 1٪. بالرغم من ضيق مجال نسبة الوزن المئوية لعنصري الكربون والهيدروجين، يتغيّر لون النفط الخام من مائع بني فاتح

مع لزوجة قريبة من لزوجة الماء، إلى مائع مثل القطران عالي اللزوجة جداً.

يعود تنوع المظهر إلى الطرق العديدة التي تستطيع ذرات الكربون الارتباط مع بعضها البعض، فمن ذرة كربون منفردة إلى جزيئات تحتوي على مئات من ذرات الكربون المرتبطة مع بعضها البعض بسلاسل خطية، إلى ترتيبات حلقية من ذرات الكربون. إنها قابلية جزيئات الكربون للارتباط معاً في سلاسل طويلة (كاتانيت catenate)، التي تجعل المركبات العضوية (مثلاً، الحاوية على الكربون) أكثر عدداً بكثير من تلك العائدة إلى عناصر أخرى، وهي الأساس للمادة الحية.

يمكن أن تصنف الترتيبات المتعددة لذرات الكربون في «سلاسل (series)» التي تصف بنية جزيئية شائعة. ترتكز السلاسل على أربعة أصناف، تعود إلى:

- ترتيب جزيئات الكربون.

ـ سلسلة مفتوحة (التي قد تكون سلسلة مستقيمة أو متفرعة).

ـ دورية (أو حلقية).

- الرابطة (bond) بين جزيئات الكربون.

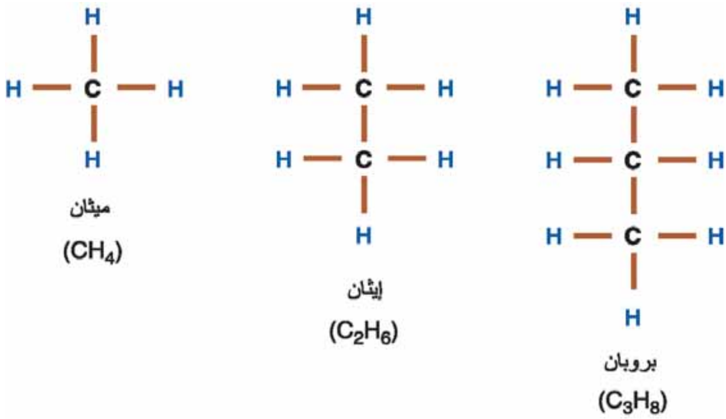
ـ رابطة مشبعة (saturated) (أو منفردة).

ـ رابطة غير مشبعة (unsaturated) (أو متعددة).

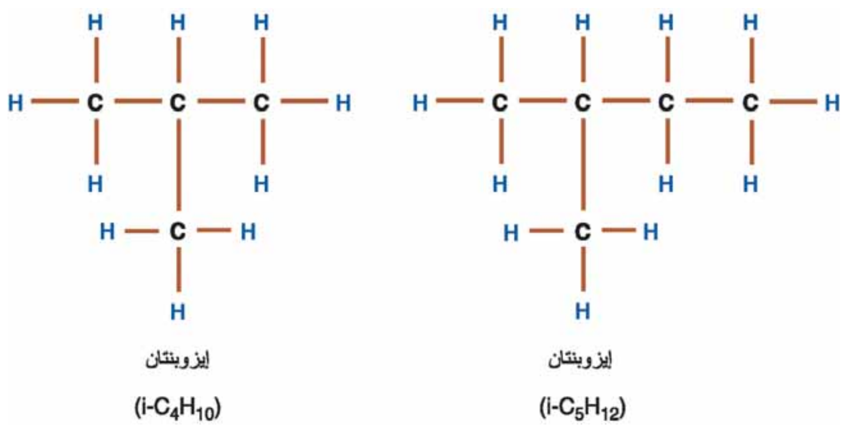
6 ـ 2 ـ 1 ـ 1 **ألكانات** Alkanes

السلسلة الكبرى هي تلك العائدة إلى الألكانات (alkanes) أو بارافينات (paraffins)، التي هي جزيئات مفتوحة السلسلة، مع روابط مشبعة، ولها الصيغة العامة C_nH_{2n+2}.

يظهر الشكل 6 ـ 12 الطريقة التي تصوّر فيها الجزيئات، ورموزها الكيميائية وأسماء الأعضاء الثلاثة من السلسلة. لذرة الكربون أربعة روابط يمكن أن ترتبط بها مع واحدة أو أكثر من ذرات الكربون (خاصة فريدة) أو مع ذرات من عناصر أخرى، مثل الهيدروجين. للهيدروجين رابطة واحدة فقط، ولذلك يمكن أن يرتبط مع ذرة واحدة فقط.



الشكل (6 ـ 12): **أمثلة من سلسلة الألكين (البارافين).**



الشكل (6 ـ 13): **إيزومرات** isomers **سلسلة البارافين.**

يكوّن الأعضاء الأربعة الأولى من سلسلة الألكين غازات في شروط الحرارة والضغط القياسية (STP) (ميثان (methane)، إيثان(ethane)، بروبان (propane)، وبوتان (butane)). تزداد كثافة المركبات بازدياد طول سلسلة الكربون: من C_5H_{12} (بنتان pentane) إلى $C_{17}H_{36}$ تكون غازات، ومن $C_{18}H_{36}$ توجد المركبات كصلبة شبيهة بالشمع في شروط الحرارة والضغط القياسية.

تكتب البادئات الأكثر شيوعاً باستخدام سلسلة الألكين كمثال، وكتبت بخط مائل:

ميثان	(methane)	C_1
إيثان	(ethane)	C_2
بروبان	(propane)	C_3
بوتان	(butane)	C_4
بنتان	(pentane)	C_5
هكسان	(hexane)	C_6

بعد البروبان، يمكن ترتيب ذرات الكربون بسلاسل متفرعة مع الاحتفاظ بنفس عدد ذرات الهيدروجين. تسمى هذه الترتيبات بالمتجازئات أو الإيزومرات (isomers)، وتظهر خواص فيزيائية مختلفة قليلاً (مثلاً، درجة الغليان، والكثافة، درجة الحرارة والضغط الحرج). تظهر بعض الأمثلة في الشكل (6 ـ 13).

تظهر الألكين من CH_4 إلى C_40H_{82} نمطياً في النفط الخام وتمثل حتى 20٪ بالحجم من النفط. الألكينات بغالبيتها خاملة كيميائياً، (لهذا يعني الاسم بارافينات، قليل الألفة)، ويعود ذلك إلى حقيقة أن روابط الكربون مشبعة كلياً، ولذلك لا يمكنها الانفكاك لتشكّل روابط جديدة مع ذرات أخرى. ربما يفسر هذا لماذا بقيت ثابتة على فترات طويلة من الزمن الجيولوجي، بالرغم من تعرضها لضغوط ودرجات حرارة مرتفعة.

6 ـ 2 ـ 1 ـ 2 **الأوليفينات** Olefins

هي الهيدروكربونات مفتوحة السلسلة وغير المشبعة، أي تملك على الأقل رابطة مزدوجة كربون ـ كربون، هي جزء من سلسلة الأوليفينات (olefins) ولها اللاحقة «ene-».

تدعى تلك التي لها رابطة مزدوجة كربون ـ كربون الأوليفينات الوحيدة أو ألكانات، مثال الإيثلين $CH_2 = CH_2$ (ethylene).

الرابطة المزدوجة ليست أقوى من الرابطة المنفردة، بل على العكس، إنها سريعة التأثر، فتجعل المركبات غير المشبعة أكثر فاعلية كيميائية من المشبعة.

في سلاسل الكربون الأطول، قد توجد رابطتان مزدوجة كربون ـ كربون. تدعى مثل هذه الجزيئات بديوليفين diolefins (أو ديينيز dienes)، مثل البوتاديين $CH_2 = CH\text{-}CH = CH_2$ (butadiens).

6 ـ 2 ـ 1 ـ 3 **أسيتيلينات** Acetylenes

الأسيتيلين (acetylene) سلسلة أخرى من الكربونات غير المشبعة التي تشمل مركبات تحتوي رابطة ثلاثية كربون ـ كربون، مثل الأسيتيلين نفسه:

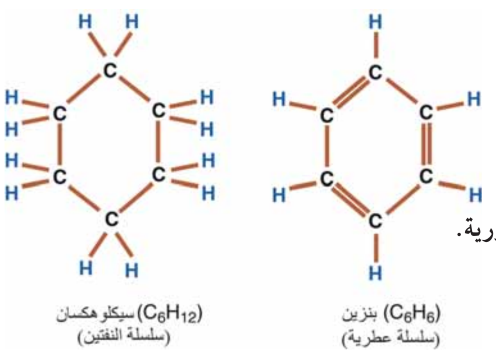
$CH \equiv CH$

الأوليفينات غير شائعة في النفط الخام بسبب الفاعلية الكيميائية العالية لتلك المركبات التي تسبب لها الإشباع مع الهيدروجين. وبشكل مشابه، فإن الأسيتيلين فعلياً غائب من النفط الخام، الذي يميل إلى احتواء نسبة عالية من الهيدروكربونات المشبعة، مثل الألكينات.

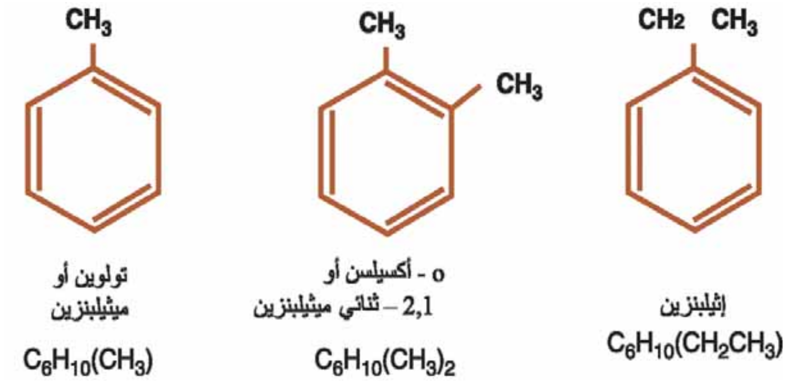
بينما قد توجد السلسلة الطويلة (فوق 18 ذرة كربون) في محلول بدرجة حرارة الخزّان وضغطه، لكن يمكن أن تتصلب بدرجات الحرارة والضغوط الأخفض التي تشهدها المنشآت السطحية، أو حتى في شبكة الأنابيب. إن الجزء من هيدروكربونات السلسلة الطويلة الموجودة في النفط الخام لها أهمية خاصة لدى مهندسي المعالجة، الذين يتطلبون نمطياً، تحليلاً مخبرياً مفصلاً لتركيب النفط الخام، ويشمل قياسات الجزء من الجزيئات التي تصل إلى C_{30}.

6 ـ 2 ـ 1 ـ 4 **البنيات الحلقية أو الدورية** Ring or cyclic structures

إن النفثينز (C_nH_{2n}) (naphthenes) أو سيكلوالكانز (cycloalkanes) هي بنيات حلقية أو دورية مشبعة، مثل سيكلوهيكسان (C_6H_{12}) (cyclohexane)، مع احتمال وجود حلقات من قياسات أخرى. توجد سلسلة أخرى مهمة من البنيات الحلقية هي الأرينز (arenas) (أو عطريات (aromatics)، كما تدعى بسبب رائحتها العطرية الشائعة)، وتحتوي على روابط مزدوجة كربون ـ كربون، وترتكز على جزيئة البنزين (benzene) (الشكل 6 ـ 14).



الشكل (6 ـ 14): البنيات الحلقية أو الدورية.



الشكل (6 ـ 15): مشتقات البنزين.

مع أن البنزين يحتوي ثلاثة روابط مزدوجة كربون ـ كربون فإن لإلكتروناته ترتيب فريد (إن الزوج الفائض من الإلكترونات هو جزء من البنية الحلقية الكلّية بدلاً من أن يكون مرتبطاً بزوج خاص من ذرات الكربون)، مما يسمح أن يكون البنزين غير تفاعلي نسبياً. مع ذلك، يعرف البنزين بأنه مركب محرّض للسرطان.

بعض العطريات الشائعة الموجودة في النفط الخام هي مشتقات بسيطة من البنزين التي يرتبط بها مجموعة ألكيل (alkyl) أو أكثر (CH_3) إلى جزيئة البنزين الأساسية كسلسلة جانبية، وتحل محل ذرة الهيدروجين. هذه الأرينز قد تكون موائع أو أجسام صلبة في الشروط القياسية (الشكل 6 ـ 15).

6 ـ 2 ـ 1 ـ 5 المركبات غير الهيدروكربونية في موائع النفط Non-hydrocarbon components of petroleum fluids

قد تكون المركبات غير الهيدروكربونية في موائع النفط الخام صغيرة كنسبة مئوية حجمية، نمطياً أقل من 1٪، لكن تأثيرها في نوعية المنتج ومتطلبات المعالجة قد تكون كبيرة. لذلك من الضروري تمييز وجود هذه المركبات أبكر ما يمكن، وبالتأكيد قبل مرحلة تخطيط تطوير الحقل، لتمكين وضع الاختيار المناسب لمنشآت المعالجة ومواد الإنشاء.

إن الكبريت ومنتجاته هي الشوائب الأكثر شيوعاً في النفط الخام، ويتراوح من 0.2 إلى أكثر من 6٪ في بعض الخام المكسيكي والشرق أوسطي، مع متوسط وزني 0.65٪. تشمل مركبات الكبريت مسببة التآكل الكبريت الحر، كبريت الهيدروجين (H_2S) (hydrogen sulphide) (السام جداً أيضاً)، ومركابتينز

(mercaptans) ذا الوزن الجزيئي المنخفض (مثال، إثيل مركابتين (ethyl mercaptan) (C_2H_2SH). يتشكّل الميركابتينز أثناء تكرير النفط الخام، ويتطلب سبائك خاصة في معدّات المعمل لتجنب التآكل الشديد. إن مركبات الكبريت غير المسببة للتآكل هي الكباريت (sulphides) (مثلاً، دياتيل سلفيد (diethyl sulphide) ($(C_2H_5)_2S$) التي ليست مسببة للتآكل مباشرة، ولكنها تحتاج إلى تحكم حذر بدرجة الحرارة أثناء المعالجة لتجنّب تفككها إلى منتجات مسببة للتآكل. لمركبات الكبريت رائحة كريهة مميّزة، وكلاً من الصيغتين المسببة للتآكل وغير المسببة، عموماً غير مرغوب بها في النفط الخام. يعرف التآكل المسبب من H_2S بالتآكل «الحامض» (sour corrosion).

تحوي بعض الغازات الطبيعية نسبة عالية من H_2S، أكثر من 30٪ في بعض الآبار المنتجة الكندية، حيث يستخرج الكبريت من المنتج ويباع تجارياً.

إن محتوى النتروجين في النفط الخام نمطياً أقل من 0.1٪ من الوزن، لكن من الممكن أن يصل إلى 2٪. إن مركبات النتروجين في النفط الخام معقدة، وكثيراً ما تبقى غير محددة. يخفض النتروجين الغازي القيمة الحرارية وكذلك سعر مبيع غاز الهيدروكربون. يجب خلط الغاز الطبيعي الحاوي على كميات هامة من النتروجين مع غاز عالي القيمة الحرارية للحفاظ على نوعية منتج منتظمة.

توجد مركبات الأوكسجين في بعض النفوط الخام، وتتفكك أثناء التكرير لتشكّل أحماض نفثانيك (naphthenic). هذه، يمكن أن تكون مسببة لتآكل شديد.

ثاني أكسيد الكربون (carbon dioxide) (CO_2) ملوّث شائع جداً في موائع الهيدروكربون، خاصة في الغازات ومتكثف الغاز (gas condensate)، وهو مصدر مشاكل التآكل «الحلو» (sweet corrosion). ينحل CO_2 في الطور الغازي بأي ماء موجود لتشكّل حمض الكربون (carbonic acid) (H_2CO_3) وهو مسبّب شديد للتآكل. ينتج تفاعله مع الحديد كربونات الحديد (iron carbonate) ($FeCO_3$):

$$Fe + H_2CO_3 \rightarrow FeCO_3 + H_2$$

إن معدل تآكل الفولاذ بحمض الكربون أسرع منه بحمض كلور الماء! هنالك علاقات متاحة للتخمين بمعدل تآكل الفولاذ للضغوط الجزئية المختلفة لغاز ثاني أكسيد الكربون ولمختلف درجات الحرارة. تشكّل كربونات الحديد في درجات الحرارة العالية طبقة رقيقة بمقياس واقٍ على سطح الفولاذ، ولكنها

تزول في درجات الحرارة المنخفضة (كذلك يوجد مخطّط المعادلة (nomogram) متاح للتخمين بتأثير القشرة في معدل التآكل بالضغوط الجزئية المختلفة لغاز ثاني أكسيد الكربون ولمختلف درجات الحرارة).

غالباً ما يحدث التآكل بغاز ثاني أكسيد الكربون في نقاط حيث يوجد تدفق مضطرب، مثل في شبكة أنابيب الإنتاج (tubing) والأنابيب وصهاريج الفصل (separators). يمكن تخفيف المشكلة إذا وجد ماء قليل أو بغيابه. إن معدلات التآكل الأولية مستقلة عادة عن نوع الفولاذ الكربوني، ويتطلب استخدام سبيكة فولاذ وكروم أو فولاذ لا يصدأ مزدوج (سبيكة كروم ونيكل) لتخفيف معدل التآكل.

المركبات الأخرى التي يمكن أن توجد في النفط الخام هي المعادن مثل الفاناديوم والنيكل والنحاس والتوتياء والحديد، لكن لهذه عادة عواقب خفيفة. إذا وجد الفاناديوم فغالباً ما يقطر من عمليات تكسير خام تغذية المحفز (feedstock of catalytic cracking processes)، لأنه قد يفسد المحفز (catalysis).

قد تؤدي معالجة وحول المستحلب (emulsion) بمعالجة عضوية لتركز المعادن والمواد المشعة، لكنها تسبب مشاكل لاحقة للتخلص منها.

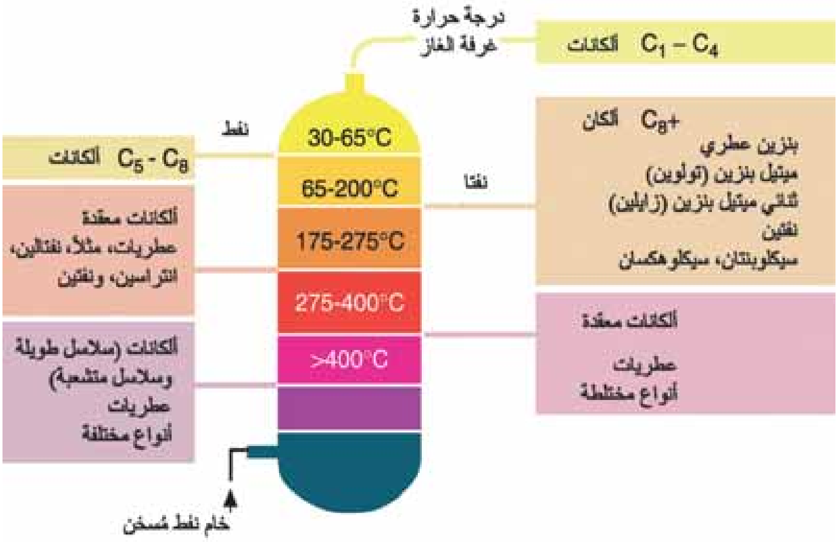
قد يحوي الغاز الطبيعي على هيليوم وهيدروجين وزئبق، مع أنه نادراً ما يكون الأخير ملوثاً ذا أهمية بكمياته الصغيرة.

6 ـ 2 ـ 1 ـ 6 **تصنيف النفوط الخام للتكرير** Classification of crude oils for refining

يوجد ما مجموعه 18 سلسلة هيدروكربون مختلفة، ومنها المكونات الأكثر شيوعاً في النفط الخام قد قدمت ـ الألكانات (alkanes)، السيكلوالكانات (cycloalkanes) والأرينات (arenes). تعتمد التصنيفات الأحدث للهيدروكربونات على تقسيم الهيدروكربون إلى ثلاث مجموعات رئيسية: الألكانات (alkanes)، النفثانات (naphthenes) والعطريات (aromatics)، إلى جانب المركبات العضوية الحاوية على الذرات غير الهيدروكربونية للكبريت، والنتروجين والأكسجين.

كدليل عام، يصنف النفط الخام عادة في زمر واسعة من البارافينيك، والنفتانيك (يعني بأن المتبقي عن التكرير هو إسفلت (asphalt) وليس شمعاً)، أو متوسطة. تعمل هذه الصفوف كدليل على القيمة التجارية لنواتج تكرير النفط الخام، وتتصدر النهايات الخفيفة (سلاسل الكربون الأقصر) القيم العلياً.

يشير الشكل (6 ـ 16) المرحلة الأولى للتقطير الجزئي (fractional distillation) للنفط الخام.



الشكل (6 ـ 16): التقطير الجزئي للنفط الخام.

6 ـ 2 ـ 2 أنواع موائع الخزّان Types of reservoir fluids

تصنّف موائع الخزّان بشكل عام باستخدام خواص سهلة القياس في الحقل، وتحديداً ثقالة النفط والغاز (Oil & Gas Gravity)، ونسبة الغاز إلى الزيت المنتج (Gas:Oil Ratio (GOR))، وهي النسبة الحجمية للغاز المنتج في شروط الحرارة والضغط القياسية (Standard Conditions of Temperature and Pressure (STP))، إلى النفط المنتج في شروط الحرارة والضغط القياسية. وتظهر الوحدات شائعة الاستخدام في الجدول التالي:

	حجوم الغاز	حجوم الزيت
وحدات حقل النفط	قدم مكعب قياسي (scf)	خزّان ستوك بالبرميل (stb)
وحدات مترية	متر مكعب قياسي (sm^3)	خزّان ستوك بالمتر المكعب (stm^3)

تعرّف عادة شروط الحرارة والضغط القياسية كـ 60 درجة فهرنهايت 298K و1 و1 ضغط جوي (14.7 psia أو 101.3kPa).

يعبّر عادة عن ثقالة النفط بدرجات (American Petroleum Institute

(API))، وهو قياس معرّف من قبل معهد النفط الأمريكي كالتالي:

$$API = (141.15/\gamma_0)-131.5$$

حيث γ_0 الثقالة النوعية للنفط (نسبة إلى الماء = 1، مقاسة في شروط الحرارة والضغط القياسية.

إن ثقالة الماء حسب معهد النفط الأمريكي هي 10 درجات. وثقالة نفط خام خفيف حسب معهد النفط الأمريكي هي 40 درجة، بينما ثقالة نفط خام ثقيل حسب معهد النفط الأمريكي أقل من 20 درجة. تقاس الثقالة حسب معهد النفط الأمريكي في الحقل مباشرة باستخدام مقياس كثافة الموائع مدرّج (calibrated hydrometer).

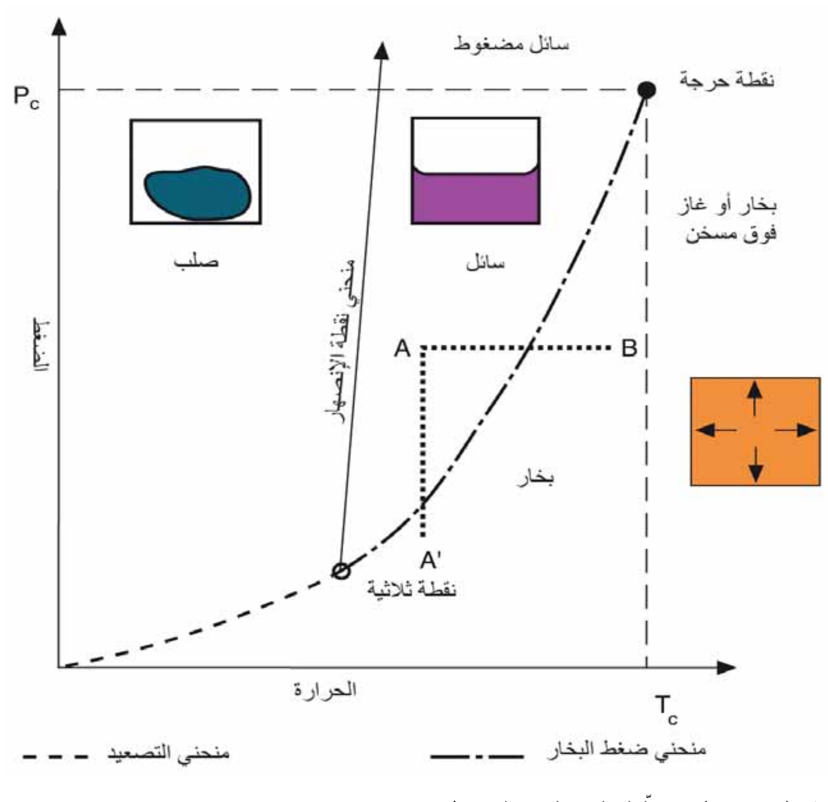
لا يوجد تعاريف لتصنيف موائع الخزّان، لكن يعطي الجدول التالي نسبة الغاز إلى النفط، درجات الـ API وثقالة الغاز والنفط للأنواع الخمسة الأولى. تشير التراكيب بأن الغاز الجاف يحتوي غالباً بارافينات مع جزء من مركبات سلسلة أطول تزداد كلما نقصت نسبة الغاز إلى الزيت وثقالة الموائع حسب معهد النفط الأمريكي.

النوع	غاز جاف	غاز رطب	متكثف الغاز	نفط طيار	نفط أسود
المظهر على السطح	غاز بلا لون	غاز بلا لون + بعض المائع الصافي	بلا لون + مائع متميز صافي/ خفيف	مائع بني بعضه أحمر/ أخضر اللون	مائع أسود لزج
نسبة الغاز إلى النفط الأولية (scf/stb)	لا يوجد مائع	15000 <	3000 ـ 15000	2500 ـ 3000	100 ـ 2500
درجات API	ـ	60 ـ 70	50 ـ 70	40ـ 50	40 >
ثقالة الغاز النوعية (الهواء= 1)	0.60 ـ 0.65	0.65ـ 0.85	0.65 ـ 0.85	0.65ـ 0.85	.65 ـ 0.60
التركيب (mol%)					
C_1	96.3	88.7	72.7	66.7	52.6
C_2	3.0	6.0	10.0	9.0	5.0
C_3	0.4	3.0	6.0	6.0	3.5
C_4	0.17	1.3	2.5	3.3	1.8
C_5	0.04	0.6	1.8	2.0	0.8
C_6	0.02	0.2	2.0	2.0	0.9
C_{7+}	0.0	0.2	5.0	11.0	27.9

6 ـ 2 ـ 3 الخواص الفيزيائية لموائع النفط The physical properties of hydrocarbon fluids

6 ـ 2 ـ 3 ـ 1 السلوك الفيزيائي لطور الهيدروكربون General hydrocarbon phase behavior

التعريف الدقيق للطور هو «أي منطقة متجانسة ومميّزة فيزيائياً، أي مفصولة عن أخرى مماثلة بحد مميّز». مثلاً، كأس من الماء فيه بعض الثلج يحتوي مركبة واحدة (الماء) يظهر ثلاثة أطوار: مائع، صلب وغازي (بخار الماء). الأطوار الأكثر صلة بصناعة النفط هي الموائع (الماء والنفط)، والغازات (أو الأبخرة)، وإلى حد ما، المواد الصلبة.



الشكل (6 ـ 17): مخطّط طور الضغط ـ الحرارة.

قد تتغيّر الأطوار التي يوجد فيها الهيدروكربون وتركيب الأطوار، مع تغيّر شروط الضغط والحرارة. من الضروري فهم الحالة الأولية للموائع للتمكن من

حساب الحجوم السطحية الممثلة بالهيدروكربونات تحت السطحية. ومن الضروري أيضاً التمكن من التخمين بتغيّرات الطور مع تغيّر الحرارة والضغط في كل من الخزّان وعند مرور الموائع عبر المنشآت السطحية، بحيث يمكن وضع خطط التطوير تحت السطحية والسطحية المناسبة.

سلوك الطور (phase behaviour) يصف الطور أو الأطوار التي توجد فيها كتلة من المائع في شروط من الضغط والحجم (مقلوب الكثافة) والحرارة (PVT). أبسط طريقة لبدء فهم هذه العلاقة باعتبار مركبة واحدة، مثلاً الماء، والنظر إلى متغيّرين فقط، مثلاً الضغط والحرارة.

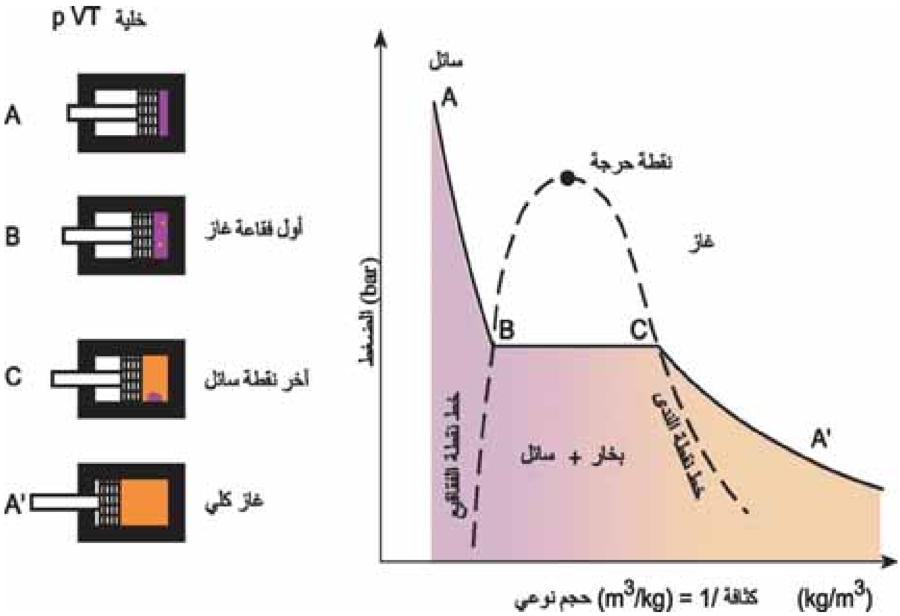
يظهر الشكل (6 ـ 17) حدود الطور بين المركبة في الحالة الصلبة، والمائعة والغازية. بداية من المائع (الماء) في نقطة A، مع ارتفاع الحرارة تقترب من درجة الغليان (boiling point)، حتى يتم الوصول إلى منحني نقطة الغليان، إلى النقطة التي يغلي عندها الماء ويتحول إلى بخار (غاز). بدءاً من حالة الطور الغازي في نقطة B، إذا خفضت الحرارة يتم الاقتراب من منحني نقطة الندى (dew point)، وعند الوصول إلى نقطة الندى، تتغيّر المركبة من الطور الغازي إلى الطور المائع. فمن أجل مركبة وحيدة، يتطابق منحني نقطة الغليان مع منحني نقطة الندى، ويعرف بمنحني ضغط البخار (vapour pressure curve). طبعاً، حد الطور بين طوري المائع والصلب هو منحني نقطة الذوبان.

في النقطة الثلاثية (triple point) يمكن أن تتواجد الأطوار الثلاثة، وهذه النقطة هي خاصة فريدة للمواد النقية. وفي النقطة الحرجة (critical point)، المحددة بدرجة الحرارة الحرجة (T_c) والضغط الحرج (P_c)، يصبح من المستحيل التمييز بين الطورين الغازي والمائع، للغاز المضغوط جداً نفس الكثافة والمظهر كما للمائع عالي الحرارة. يؤدي تأثير الضغط المتزايد والقوى الجاذبة بين الجزيئات، لتحريك الجزيئات معاً وزيادة الكثافة (كما عندما يصبح المائع غازاً). وفي النقطة الحرجة، لا يمكن تمييز الأطوار، وبعد النقطة الحرجة توجد حالة واحدة فقط، ويشار إليه عادة بالمائع فوق الحرج (supercritical fluid).

تفترض عادة في إنتاج هيدروكربون الخزّانات، عملية الاستنزاف متساوي الحرارة (isothermal depletion)، أي تخفيض ضغط المنظومة مع المحافظة على درجة حرارة ثابتة. لذا فالحركة الأكثر واقعية على مخطّط الضغط ـ الحرارة هي من نقطة A إلى نقطة Á.

باستخدام عنصر هيدروكربوني، الإيثان مثلاً، دعنا نستخدم معامل أخر، الحجم، ومخطّط الضغط مع الحجم النوعي (specific volume) (الحجم بواحدة كتلة العنصر، مقلوب الكثافة). يمكن لوصف العملية إنجازها فيزيائياً بوضع عيّنة المائع في حجرة مغلقة (حجرة PVT)، ثم تخفيض ضغط العيّنة بسحب مكبس (piston) الحجرة وزيادة الحجم المشغول من العيّنة.

ابتداءً من الشرط A حيث الإيثان في الطور المائع، وبفرض حالة الاستنزاف متساوي الحرارة، وبينما ينخفض الضغط، يزداد الحجم النوعي بينما تتباعد الجزيئات. إن العلاقة بين الضغط والحجم محكومة بانضغاطية (compressibility) مائع الإيثان.



الشكل (6 ـ 18)**: تغيّر الضغط مع الحجم النوعي.**

حال الوصول إلى نقطة التفقع (bubble point)، (في نقطة B) تنطلق أول فقاعة بخار إيثان. من النقطة B إلى النقطة C يتواجد المائع والغاز معاً في الحجرة، ويبقى الضغط ثابتاً، بينما يتحول المائع إلى الحالة الغازية. تظهر المنظومة انضغاطية لا نهائية حتى تبقى آخر نقطة من المائع في الحجرة (نقطة C)، وهي نقطة الندى. تحت ضغط نقطة الندى، يبقى الغاز في الحجرة فقط.

وبينما يتناقص الضغط تحت نقطة الندى، يتعيّن تزايد الحجم بانضغاطية الغاز. إن انضغاطية الغاز أكبر بكثير من انضغاطية المائع، لذا فإن التغيّر في الحجم لانخفاض معيّن في الضغط (التدرج في المنحني في مخطّط الضغط ـ الحجم) أخفض بكثير مما هو للمائع. وأخيراً تبلغ نقطة A` (الشكل 6 ـ 18).

إذا عكست التجربة الآن، ابتداءاً من نقطة A` وبزيادة الضغط، ستظهر أول نقطة مائع إيثان عند نقطة C، وهي نقطة الندى للغاز.

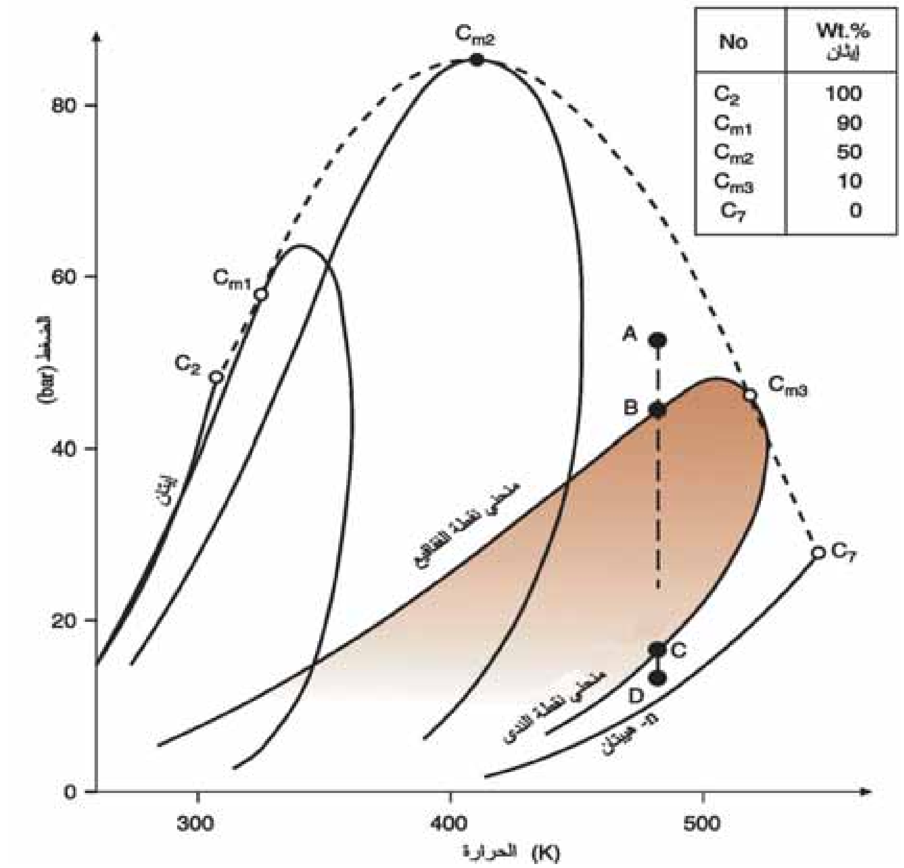
يمكن تكرار التجربة في عدد من درجات الحرارة والضغوط الابتدائية المختلفة لتحديد شكل غلاف الطورين (two-phase envelope) المحدد بمنحني نقطة التفقع ومنحني نقطة الندى. يلتقي هذان المنحنيان في النقطة الحرجة، حيث لا يمكن التمييز بين غاز مضغوط ومائع.

من المهم تذكر أهمية منحني نقطة التفقع، ومنحني نقطة الندى ومنطقة الطورين، التي يكون يوجد فيها الغاز والمائع في حالة توازن.

اعتبرنا حتى الآن حالة عنصر واحد فقط. ولكن موائع الخزّان تحتوي مزيجاً من مئات المركبات، التي تضيف إلى تعقيد سلوك الطور. والآن لنرى تأثير إضافة عنصر واحد للإيثان، لنقل ن ـ هيبتان (n-heptane) (C_7H_{16}). نناقش الآن مزيجاً مزدوجاً (عنصران)، وسنركز على مخطّط طور الضغط ـ الحرارة.

يظهر الشكل (6 ـ 19) أن لكلّ عنصر منحني ضغط البخار والنقطة الحرجة الخاصة به، عند أخذ كل عنصر بمفرده. ينزاح منحني ضغط بخار ن ـ هيبتان نحو الأسفل وإلى يمين المخطّط، مشيراً إلى أنه يتطلب درجات حرارة أعلى وضغطاً أخفض لنقل الـ ن ـ هيبتان من الطور المائع إلى الطور الغازي. هذا صحيح عموماً، من أجل عناصر هيدروكربونية أطول سلسلة.

عند مزج العنصرين مع بعضهما البعض (لنقل 10٪ إيثان، 90٪ ن ـ هيبتان)، عندها لا يتطابق منحني نقطة التفقع مع منحني نقطة الندى، ويظهر غلاف الطورين. يوجد ضمن المنطقة ثنائية الطور هذه، مزيج من المائع والغاز، حيث يوجد كل من العنصرين في كل طور بنسب تُملى من القيم الدقيقة للحرارة والضغط، أي أن تركيب أطوار المائع والغاز ضمن غلاف الطورين ليس ثابتاً. للمزيج نقطته الحرجة الخاصة C_{m3}.



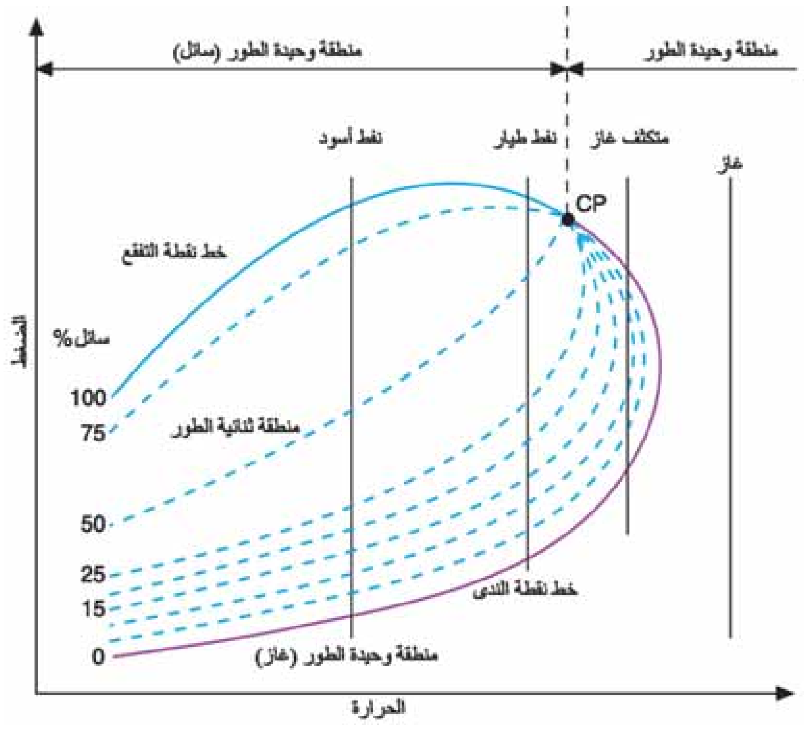
الشكل (6 ـ 19): **مخطّط طور الضغط ـ الحرارة لمزيج من الإيثان والـ ن ـ هيبتان** (n-heptane).

باستخدام هذا المزيج كمثال، وبالبدء من الضغط A وتخفيض الضغط بحرارة ثابتة إلى نقطة D على المخطّط. يوجد المزيج في نقطة A في الطور المائع كلياً. عند هبوط الضغط إلى نقطةB، تنطلق أول فقاعة من الغاز، وستكون هذه فقاعة من العنصر الأخف، الإيثان. مع استمرار الضغط بالهبوط سيحتوي الطور الغازي على مزيد من العنصر الأثقل، لذلك يتناقص حجم المائع. في نقطة C تكون آخر نقطة مائع مكوّنة من العنصر الأثقل، التي بدورها ستتبخر عند تجاوز نقطة الندى، وهكذا يكون المزيج في الطور الغازي كلياً تحت نقطة الندى. يكون المزيج ثابتاً خارج غلاف الطورين، لكنه يتغيّر مع تغيّر الضغط داخل غلاف الطورين.

بالعودة إلى الصورة الشاملة، يمكن رؤية أن جزء الإيثان في المزيج يتغيّر، ويتغيّر مكان المنطقة ثنائية الطور والنقطة الحرجة، بالانتقال إلى اليسار مع زيادة جزء العنصر الأخف (الإيثان).

استخدم مثال المزيج المزدوج للبرهنة على ازدياد تعقيد مخطّط الطور مع إدخال عنصر أخر في المنظومة. تحتوي موائع الخزّان النمطية على مئات المركبات، مما يجعل القياس المخبري أو التخمين الرياضي لسلوك الطور أكثر تعقيداً. مع ذلك، ستكون المبادئ التي أنجزت أعلاه، مفيدة في فهم الفوارق في سلوك الطور للأنواع الرئيسية المميّزة من الهيدروكربون.

6 ـ 2 ـ 3 ـ 2 **سلوك الطور لأنواع مائع الخزّان** Phase behavior of reservoir fluid types



الشكل (6 ـ 20): أغلفة طور الضغط ـ الحرارة للأنواع الرئيسية للهيدروكربون ـ يُظهر الشروط الأولية بالنسبة إلى غلاف الطور فقط.

يساعد الشكل (6 ـ 20) على توضيح كيف تستخدم مخطّطات الطور

للأنواع الرئيسية لمائع الخزّان في توقع سلوك المائع خلال الإنتاج، وكيف يؤثر ذلك في التخطيط لتطوير الحقل. يجب ملاحظة أنه لا يوجد قيم على المحاور، لأن المقياس سيتغيّر مع كل نوع من المائع. يظهر الشكل (6 ـ 20) الأمكنة النسبية لأغلفة الطور لكلّ نوع من المائع.

تظهر الخطوط الأربعة على المخطّط المحل الهندسي للاستنزاف متساوي الحرارة للأنواع الأربعة الرئيسية للهيدروكربون: الغاز (يشمل الغاز الجاف dry gas) والغاز الرطب (wet gas))، ومتكثف الغاز، والنفط الطيار (volatile oil) والنفط الأسود (black oil). تختلف نقطة البدء، أو الشروط الأولية للحرارة والضغط، بالنسبة إلى غلاف الطورين لكلّ نوع من المائع.

6 ـ 2 ـ 3 ـ 3 **الغاز الجاف** Dry gas

يقع الشرط الأولي للغاز الجاف خارج غلاف الطورين، وإلى يمين النقطة الحرجة، مؤكداً بأن المائع وجد في البداية كغاز وحيد الطور. يهبط الضغط مع استمرار إنتاج الخزّان، بشروط تساوي الحرارة، كما يشير الخط الشاقولي. نظراً إلى أن الحرارة الأولية أعلى من الحرارة العظمى لغلاف الطورين (الحرارة العظمى لنقطة الندى (cricondotherm) ـ نمطياً أقل من الصفر المئوي للغاز الجاف) لا تهبط شروط الحرارة والضغط أبداً ضمن منطقة الطورين، مشيرة إلى أن تركيب المائع وطوره يبقى ثابتاً في الخزّان.

إضافة إلى ذلك، درجة الحرارة والضغط لصهريج الفصل في المنشآت السطحية تقع نمطياً خارج غلاف الطورين، لذلك لا تتشكّل أية موائع أثناء الفصل. هذا يجعل التخمين عن الموائع المنتجة خلال التطوير سهلاً جداً، ويمكن الموافقة على عقود مبيعات الغاز مع الثقة بأن تركيب الغاز سيبقى ثابتاً خلال حياة الخزّان، في حال الغاز الجاف.

6 ـ 2 ـ 3 ـ 4 **الغاز الرطب** Wet gas

مقارنة بالغاز الجاف، يحتوي الغاز الرطب على جزء أكبر من عناصر C_2-C_6، ولذلك يتحرك غلاف الطور نحو الأسفل واليمين. بينما تبقى شروط الخزّان خارج غلاف الطورين، بحيث يبقى مائع الخزّان ثابتاً مع المحافظة على الطور الغازي، وشروط الفصل ضمن غلاف الطورين. عند تجاوز نقطة الندى تتكثف المركبات الأثقل كموائع في صهريج الفصل. تعتمد النسبة الحجمية

المئوية من الموائع المتكثفة على شروط صهريج الفصل وعلى تباعد خطوط تساوي الحجم (iso-vol) للمزيج (الخطوط الثابتة للنسبة المئوية للمائع الظاهرة في الشكل 6 ـ 20). هذه المركبات الأثقل ثمينة مثل النهايات الخفيفة لمجال تكسير النفط، وتباع بسعر عالٍ. إن استرداد هذه الموائع جدير بالاعتبار عادة، وإبقاء بيع الغاز كغاز جاف (غالباً ميثان CH_4). لاحظ بأن تعبير الغاز الرطب لا يشير إلى احتواء الماء، ولكن إلى أن تركيب الغاز يحتوي هيدروكربون ثقيلاً أكثر من الغاز الجاف.

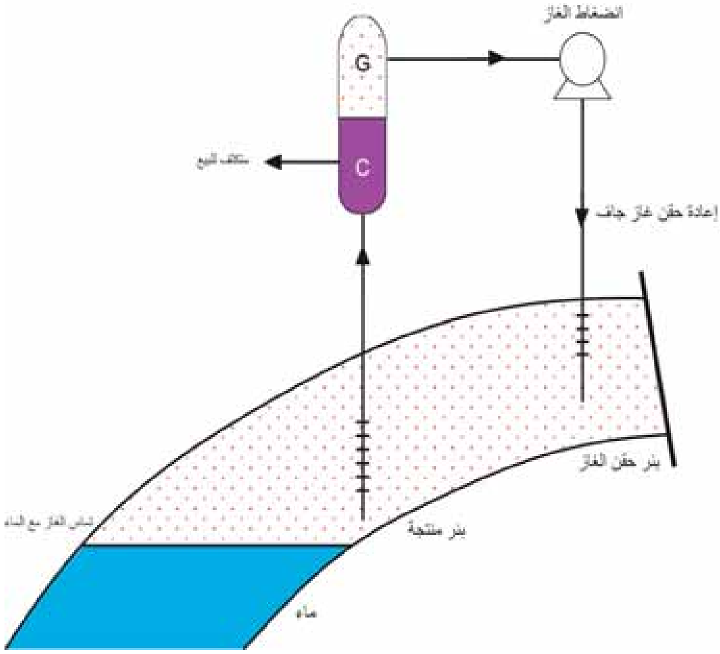
6 ـ 2 ـ 3 ـ 5 **متكثف الغاز** Gas condensate

تقع درجة الحرارة الأولية لمتكثف الغاز بين النقطة الحرجة والحرارة العظمى لنقطة الندى. لذلك يوجد المائع في الشروط الأولية في الخزّان كغاز، لكن مع استنزاف الضغط يبلغ منحني نقطة الندى، التي عندها تتكثف الموائع في الخزّان. كما يمكن رؤيته في الشكل (6 ـ 20)، النسبة الحجمية المئوية منخفضة، ونمطياً غير كافية لإشباع المائع في الفراغ المسامي للوصول إلى الإشباع الحرج الذي يصبح بعده طور المائع متقلباً. لذلك تبقى هذه الموائع محصورة في الخزّان كطور ثابت. نظراً إلى أن هذه الموائع نواتج ثمينة، لذلك هنالك حافز لتجنب هذا التكثف في الخزّان، وذلك بالحفاظ على ضغط الخزّان أعلى من نقطة الندى. هذا هو السبب للتفكير بإعادة تدوير الغاز (recycling of gas) في هذه الأنواع من الخزّانات. (الشكل 6 ـ 21).

ينتج الغاز لصهاريج الفصل السطحية التي تُستخدم لاستخراج النهايات الثقيلة من المزيج (نمطياً مركبات C_{5+}). بعدئذ يضغط الغاز ويعاد حقنه في الخزّان للحفاظ على الضغط أعلى من نقطة الندى. بينما تتقدم عملية تدوير الغاز، يصبح تركيب الخزّان هزيلاً (lean) (فيه مركبات ثقيلة أقل)، حتى يصبح في النهاية غير اقتصادي لضغط الغاز الجاف، في تلك النقطة «يهبط» ضغط الخزّان كما لخزّان غاز رطب. إن منحني البيع لمشروع إعادة تدوير يتألف من بيع مبكر للموائع المتكثفة وبيع مؤخر للغاز. الطريقة البديلة لإبقاء الخزّان فوق نقطة الندى، لكن بتجنب تأخير بيع الغاز هي حقن الماء، لكن هذا نادر ما يُفعّل لأن الغاز المحجوز خلف تماس غاز ـ ماء متقدم يمثل خسارة مهمة.

يظهر الشكل (6 ـ 20) بأنه مع هبوط الضغط تحت نقطة الندى، يزداد

مبدئياً حجم المائع في مزيج الطورين. هذا يناقض الملاحظة الشائعة بأن جزء الموائع في مزيج طيار يتناقص مع هبوط الضغط (التبخر)، ويفسر لماذا يشار إلى الموائع أحياناً بمتكثفات غاز متراجع (retrograde gas condensates).



الشكل (6 ـ 21): **عملية تدوير غاز.**

6 ـ 2 ـ 3 ـ 6 **النفط الطيار والنفط الأسود** Volatile oil and black oil

تكون درجة حرارة الخزّان، لكلٍّ من النفط الطيار والنفط الأسود، تحت النقطة الحرجة، لذلك يكون المائع مائعاً في الخزّان. مع هبوط الضغط، تبلغ نقطة التفقع أخيراً وتطلق أول فقاعة من الغاز من المائع. سيكون تركيب هذا الغاز من المركبات الطيارة للمزيج. سيحرر كلاًّ من النفوط الطيارة والنفوط السود غازاً في صهاريج الفصل التي شروط الحرارة والضغط فيها واقعة عميقاً داخل غلاف الطورين.

يحتوي النفط الطيار جزءاً كبيراً نسبياً من المركبات الخفيفة والمتوسطة التي تتطاير بسهولة. ومع هبوط صغير للضغط تحت نقطة التفقع، تهبط سريعاً

الكمية النسبية من المائع إلى الغاز في مزيج الطورين، كما يظهر في مخطّط الطور (الشكل 6 ـ 20) بتباعد خطوط تساوي الحجم. ينطلق الغاز في الخزّان، في ضغوط الخزّان الواقعة تحت نقطة التفقع، ويعرف بغاز محلول (solution gas)، لأن هذا الغاز كان محتوياً في المحلول فوق نقطة التفقع. سيتدفق جزء من هذا الغاز المتحرر نحو آبار الإنتاج، بينما سيبقى جزء في الخزّان ويهاجر نحو قمة التشكّل ليشكل قبعة غازية ثانوية (secondary gas cap).

النفوط السود صنف شائع من موائع الخزّان، وشبيهة بالنفوط الطيارة بسلوكها، ما عدا أنها تحتوي جزءاً أصغر من المركبات الطيارة، ولذلك تحتاج إلى هبوط ضغط أكبر تحت نقطة التفقع قبل أن تنطلق حجوم مهمة من الغاز من المحلول. ينعكس هذا بمكان خطوط تساوي الحجم في مخطّط الطور، حيث تتجمع خطوط انخفاض النسبة المئوية للمائع حول منحني نقطة التفقع.

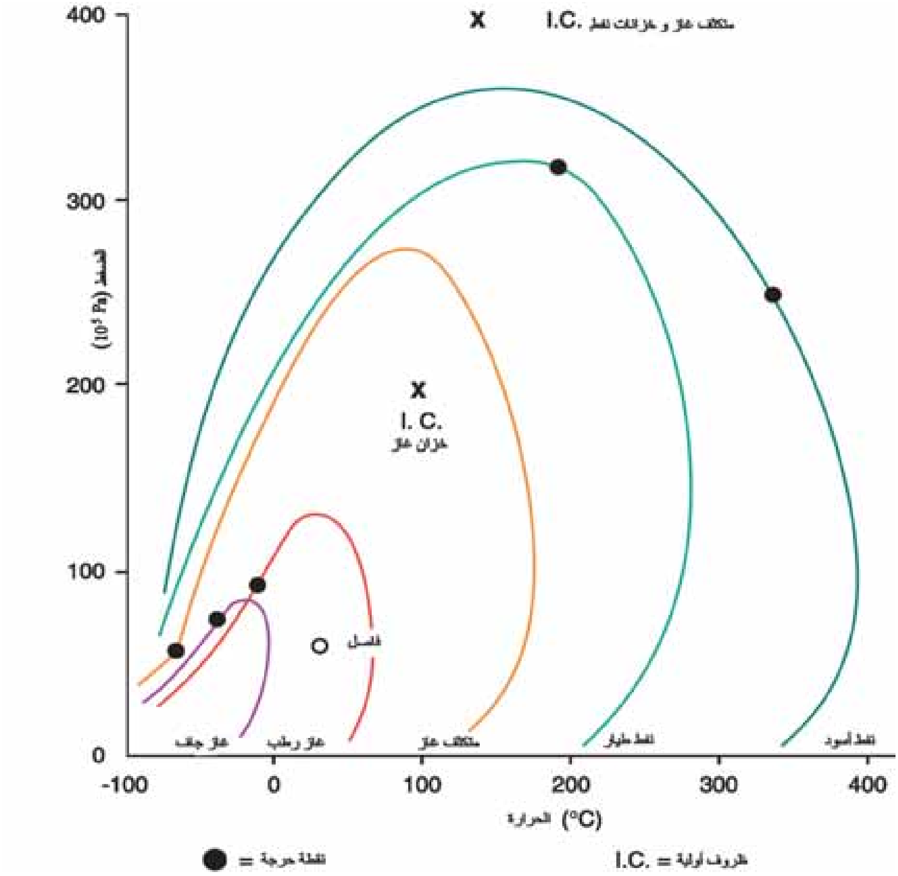
تعرف النفوط السود بالنفوط عالية الانكماش (high shrinkage oils) لأنها تحرر كميات كبيرة نسبياً من الغاز إما في الخزّان أو في صهاريج الفصل، تاركة كميات أصغر نسبياً من النفط الثابت مقارنة بالنفوط السود (كذلك تعرف بالنفوط منخفضة الانكماش (low shrinkage oils)).

عندما يكون ضغط نفط طيار أو نفط أسود أعلى من نقطة التفقع، نشير إلى النفط بأنه تحت مشبع (undersaturated oil). عندما يكون الضغط في نقطة التفقع نشير إليه بأنه نفط مشبع (saturated oil)، لأنه إذا أضيف المزيد من النفط للمنظومة فلن ينحل في النفط. لذلك تكون نقطة التفقع هي الضغط المشبع لمائع الخزّان. إن خزّان النفط الموجود في الشروط الابتدائية من قبعة غازية، يجب أن يكون بالتعريف في ضغط نقطة التفقع على الحد الفاصل بين الغاز والنفط، تماس الغاز مع النفط (Gas-Oil Contact (GOC)). يدعى الغاز الموجود في القبعة الغازية الأولية بالغاز الحر (free gas)، بينما يدعى الغاز المحلول في النفط منحل (dissolved)أو غاز محلول.

6 ـ 2 ـ 3 ـ 7 مقارنة أغلفة الطور لأنواع مختلفة من الهيدروكربون
Comparison of the phase envelopes for different hydrocarbon types

يظهر الشكل (6 ـ 22) أغلفة الطور للأنواع المختلفة من الهيدروكربون التي نوقشت سابقاً، باستخدام نفس مقياس المحاور. كلما ارتفع جزء المركبات

الثقيلة في المزيج، يتحرك نحو اليمين غلاف الطورين. تكون شروط صهريج الفصل النمطية بحدود 50 باراً و15 درجة مئوية (1 بار = 105 Pa).



الشكل (6 ـ 22): الأماكن النسبية لأغلفة الطور.

6 ـ 2 ـ 4 **خصائص غازات الهيدروكربون** Properties of hydrocarbon gases

إن خصائص غازات الهيدروكربون بسيطة نسبياً، لأنه يمكن ربط معاملات الضغط والحجم والحرارة بمعادلة واحدة. الأساس لهذه المعادلة هو تكييف لمزيج من القوانين الكلاسيكية وهي بويل (Boyle) تشارلز (Charles) وأفوغادرو (Avogadro).

في معادلة الحالة لغاز مثالي، أي غاز حجم جزيئاته غير مهم، وتهمل فيه

قوى التنافر والتجاذب بين الجزيئات، وتحتفظ جزيئاته بطاقتها عندما تصطدم ببعضها البعض.

قانون الغاز المثالي $PV = nRT$

	وحدات الحقل	وحدات الجملة الدولية SI
P = الضغط المطلق	Psia	Bara
V = الحجم	ft^3	m^3
n = عدد مولات الغاز	-	-
T = الحرارة المطلقة	Rankine»	Rankine»
R = ثابت الغاز العالمي	10.73 psia ft^3	8314.3 kJ/kmol K

المعادلة السابقة صحيحة حيث تتحقق الافتراضات. مع ذلك، لا تتحقق الافتراضات في درجات حرارة الخزّان النمطي وضغطه، وينحرف سلوك غازات الخزّان الهيدروكربوني عن قانون الغاز المثالي. من الملائم عملياً، تمثيل سلوك هذه الغازات الحقيقية، بإدخال عامل يعرف بـ عامل انحراف الغاز (gas deviation factor) (يدعى كذلك عامل الانضغاطية بلا أبعاد أو عامل Z) في معادلة الغاز المثالي.

قانون الغاز الحقيقي $PV = znRT$

يجب أن يعيّن العامل z تجريبياً (مثلاً، بالتجربة)، لكن هذا تم للعديد من الغازات الهيدروكربونية، وتوجد جداول للتحديد التقريبي لقيم العامل Z في شروط مختلفة من الضغط والحرارة (Standing, M. B. and Katz, D. L. (1942), *Density of Natural Gases*. Trans. AIME).

6 ـ 2 ـ 4 ـ 1 **العلاقة بين حجوم الغاز تحت السطح وعلى السطح**
Relationship between subsurface and surface gas volumes

إن أهم استخدام لقانون الغاز الحقيقي هو حساب الحجم الذي ستشغله كمية من الغاز تحت السطحي في الشروط السطحية، لأنه عند التفاوض على عقود بيع الغاز وبيعه لاحقاً يشار إليه بالحجوم في شروط الحرارة (T_{sc}) والضغط (V_{sc}).

تتطلب العلاقة عامل تمدد الغاز (E) (gas expansion factor)، ويحدد من أجل كمية محددة (الكتلة أو عدد المولات) من الغاز (E).

E = حجم الغاز في الشروط القياسية/ حجم الغاز في شروط الخزّان أي (scf/rcf) أو (sm^3/m^3)

يمكن باستخدام قانون الغاز الحقيقي، ومعرفة أنه في الشروط القياسية تكون $z = 1.0$، إظهار أنه من أجل ضغط الخزّان (P) ودرجة حرارته (T)، تكون:

$$E = \frac{1}{\mathbf{x}} \frac{T_{sc}}{T} \frac{P}{P_{sc}} \qquad \text{(vol/vol)}$$

إن المعادلة السابقة محققة طالما لا يوجد تغيّر في تركيب الغاز بين تحت السطح وعلى السطح. إن قيمة E، نمطياً، من مرتبة 200، وبكلمات أخرى يتمدد الغاز بعامل مقداره بحدود 200 من شروط تحت السطح إلى السطح. تعتمد القيمة الحقيقية على تركيب الغاز ودرجة حرارة الغاز وضغطه. تعرّف شروط الضغط والحرارة القياسية بـ 60 درجة فهرنهايت (298 درجة كلفن) و1 ضغط جوي (14.7 psia أو 101.3 kPa)، لكن يمكن أن تختلف من موقع إلى موقع، وبين عقود بيع الغاز.

من المعتاد استخدام عامل تمدد الغاز (E)، في هندسة الخزّانات. مع ذلك غالباً ما يكون من المناسب الإشارة، في هندسة الخزّانات، إلى عامل حجم التشكّل B_g (formation volume factor)، الذي هو مقلوب E ويعبّر عنه بالوحدات بالوحدات rb/scf (باستخدام الوحدات الحقلية):

$$B_g\,(\text{rb/scf}) = \frac{1}{5.615\text{E}}$$

سيتوضح سبب هذا في الفصل التاسع.

6 ـ 2 ـ 4 ـ 2 **كثافة النفط ولزوجته** Gas density and viscosity

الكثافة هي الخاصية الأكثر قياساً، ويتم الحصول عليها تجريبياً بقياس الجاذبية النوعية للغاز (كثافة الغاز بالنسبة إلى الهواء=1). تزداد الكثافة بازدياد الضغط، لكن العلاقة ليست خطية، نظراً إلى أن انضغاطية الغاز المجردة (dimensionless) (العامل Z) تتغيّر مع الضغط. يمكن حساب كثافة الغاز (ρ_g) تحت أي ضغط وحرارة باستخدام معادلة الغاز الحقيقي:

$$\rho_g = \frac{\text{MP}}{\text{zRT}}$$

حيث M الوزن الجزيئي للغاز (lb/mol أو kg/kmol).

تفيد معرفة كثافة الغاز في شروط الخزّان في حساب تدرج ضغط الغاز عند إنشاء علاقات الضغط ـ العمق (انظر الفقرة 6 ـ 2 ـ 8).

من الضروري عند الأخذ بالاعتبار تدفق المائع في الخزّان تقدير لزوجة المائع (viscosity)، لأن اللزوجة تمثل قوة المقاومة الداخلية للتدفق عند هبوط الضغط (pressure drop) عبر المائع. خلافاً للموائع، تزداد اللزوجة عند ارتفاع حرارة غاز وضغطه بسبب تقارب الجزيئات وتصادمها الأكثر تكراراً.

تقاس اللزوجة بالبواز (pois). تساوي لزوجة المائع 1 بواز، عند تطبيق قوة مقدارها 1 دينة dyn على سطح مقداره 1 سم^3 وتحافظ على سرعة مقدارها 1سم/1سم/ ثانية لمسافة 1 سم. يستخدم عادة، ولأسباب عملية السنتيبواز (cP). المجال النمطي للزوجة الغاز في الخزّان هي 0.01-0.05 cP. للمقارنة، إن لزوجة الماء النمطية هي 0.5-1.0 cP. تقتضي لزوجة أخفض سرعة أكبر من أجل هبوط ضغط معيّن، وهذا يعني أن الغاز يتحرك في الخزّان بسرعة أكبر من النفط والماء، ويقال إن له حركية (mobility) عالية. سيناقش هذا بتفصيل أكبر في الفصل التاسع.

إن قياس لزوجة الغاز في ضغط الخزّان وحرارته، إجراء معقد وغالباً ما تستخدم العلاقات كتقريب.

6 ـ 2 ـ 4 ـ 3 **الخصائص السطحية لغازات الهيدروكربون** Surface properties of hydrocarbon gases

قرينة ووب (Wobbe index). قرينة ووب (WI) هي قياس لنوعية الغاز وتعرف كما يلي:

WI= القيمة الحرورية الكلّية للغاز/ (الجاذبية النوعية للغاز)$^{0.5}$ أو كثافة الطاقة/ (الكثافة النسبية للغاز)$^{0.5}$

تقاس قرينة ووب بـ MJ/m^3 أو Btu/ft^3 ولها أفضلية على القيمة الحرورية (calorific value) للغاز (قيمة التسخين بواحدة الوزن، مثلاً Btu/lb)، التي تتغيّر مع كثافة الغاز. تحدد قرينة ووب عادة في عقود الغاز كضمان لجودة المنتج. يريد الزبون عادة منتجاً تقع فيه قرينة ووب في مجال ضيق، نظراً إلى أن الحراق (burner)

يحتاج إلى تعديل نسبة الوقود: الهواء (fuel:air) المتغيّرة فيما لو كانت نوعية الوقود متغيّرة كثيراً. قد تسبب الزيادة المفاجئة بشدة تسخين الملقم إلى خروج اللهب.

6 ـ 2 ـ 4 ـ 4 **تشكّل الهيدرات** Hydrate formation

يمكن في بعض شروط الحرارة والضغط وبوجود الماء، تشكّل الهيدرات (hydrate) التي هي مادة صلبة تتشكّل من اتحاد جزيئات الماء مع الميثان، الإيثان، بروبان، أو البوتان. تبدو الهيدرات كثلج متراص، ويمكن أن يشكل انسدادات في الأنابيب وبعض الأوعية. يستخدم مهندس المعالجة تقنيات الترابط المتبادل ومحاكاة المعالجة للتخمين باحتمال تشكّل الهيدرات، ومنع تشكّلها إما بتجفيف الغاز أو بإضافة مواد كيميائية (مثل غليكول ثلاثي الإيتيلين-Tri Ethylene Glycol (TEG)) أو خليط من كلاهما. سيناقش هذا بالتفصيل في الفقرة (11 ـ 1)، الفصل (الحادي عشر).

6 ـ 2 ـ 5 **خصائص النفوط** Properties of oils

سيناقش في هذا الفصل أولاً خصائص النفوط في الخزّان (الانضغاطية، اللزوجة والكثافة)، وثانياً العلاقة بين حجم النفط تحت السطحي والسطحي خلال عملية الإنتاج (العامل الحجمي للتشكّل ونسبة الغاز إلى النفط).

6 ـ 2 ـ 5 ـ 1 **انضغاطية النفط** Compressibility of oil

يمكن افتراض أن استنزاف الضغط في الخزّان متساوي الحرارة، بحيث يمكن تعريف الانضغاطية متساوية الحرارة بأنها التغيّر الجزئي بالحجم بواحدة التغيّر في الحجم، أو

$$c = -\frac{1}{V}\frac{dV}{dP} \quad (psi^{-1}) \quad or \quad (bar^{-1})$$

إن قيمة انضغاطية النفط هي تابع لكمية الغاز المنحل، لكنها من مرتبة $10x10^{-6}\ psi^{-1}$. بالمقارنة، تساوي الانضغاطية النمطية للماء والغاز $4x10^{-6}\ psi^{-1}$ و$500x10^{-6}\ psi^{-1}$ على التوالي. تعتبر انضغاطية النفط، فوق نقطة التفقع في خزّان نفطي، المحدد الرئيسي لكيفية هبوط الضغط لتغيّر محدد في الحجم (ناتج من سحب المائع أثناء الإنتاج).

الخزّانات التي تحتوي نفطاً منخفضاً الانضغاطية، فيها كميات صغيرة من

الغاز المنحل، ستعاني هبوطاً كبيراً في الضغط بعد إنتاج محدود فقط. إذا كان تمدد النفط هو الطريقة الوحيدة لتعزيز ضغط الخزّان، عندئذ سيتم الوصول إلى شروط الهجر (عندما لا يكفي ضغط الخزّان لإنتاج كميات اقتصادية من النفط إلى السطح) بعد إنتاج ربما أقل من 5٪ من النفط الأولي الموجود في المكان. يمكن قراءة انضغاطية النفط من علاقات الترابط.

6 ـ 2 ـ 5 ـ 2 **لزوجة النفط** Oil viscosity

تعتبر لزوجة النفط معاملاً مهماً مطلوباً للتوقع بتدفق النفط، في كلٍّ من تحت السطح وفي المنشآت السطحية، نظراً إلى أن اللزوجة محددة للسرعة التي سيتدفق فيها المائع تحت هبوط ضغط معيّن. إن لزوجة النفط أعلى بكثير من لزوجة الغاز (نمطياً 0.2-50 cP مقارنة مع 0.01-0.05 cP تحت شروط الخزّان).

خلافاً للغازات، تنخفض لزوجة المائع عند ارتفاع الحرارة، بينما تتباعد الجزيئات ويتناقص احتكاكها الداخلي. مثل الغازات، تزداد لزوجة النفط عند زيادة الضغط على الأقل فوق نقطة التفقع. تزداد لزوجة النفط، تحت نقطة التفقع، عند انطلاق غاز المحلول، لأن مركبات النفط الأخف (مما يخفض لزوجة النفط) هي تلك التي تتحول إلى الطور الغازي.

ينطبق نفس تعريف اللزوجة على النفط مثل الغاز، لكن أحياناً يقتبس تعبير اللزوجة التحريكية (kinematic viscosity). وهي اللزوجة مقسومة على الكثافة (u = /ñ)، وترسم خطاً مستقيماً بعلاقتها مع الحرارة.

6 ـ 2 ـ 5 ـ 3 **كثافة النفط** Oil density

تعطى كثافة النفط بشروط السطح عادة بـ API، كما نوقشت في الفقرة (6 ـ 2 ـ 2). وتذكيراً

$$API = \frac{141.5}{\gamma_0} - 131.5$$

حيث γ_o الجاذبية النوعية للنفط (بالنسبة إلى الماء = 1، مقاسة بشروط الحرارة والضغط القياسية).

تقاس كثافة النفط بسهولة على السطح بوضع عيّنة في دورق أسطواني وباستخدام مقياس كثافة الموائع مُدَرج. ستتأثر جاذبية API للنفط الخام بالحرارة، لأن التمدد الحراري للموائع الهيدروكربونية كبير، وخاصة بالنسبة إلى

النفوط الأكثر قابلية للتطاير. لذلك من المهم تسجيل درجة الحرارة التي تم القياس فيها (نمطياً هي حرارة بدء التطاير، أو درجة حرارة خزّان الخام). عند قياس جاذبية الخام يجب أن تستخدم الشروط القياسية.

يمكن حساب كثافة النفط في البئر (في شروط الخزّان) من الكثافة السطحية باستخدام المعادلة التالية:

$$\rho_{orc} B_o = \rho_o + R_s\rho_g$$

حيث ρ_{orc} هي كثافة النفط في شروط الخزّان (kg/m^3)، B_o العامل الحجمي لتشكّل النفط (rm^3/stm^3)، ρ_o كثافة النفط في الشروط القياسية (kg/m^3)، R_s نسبة الغاز إلى النفط في المحلول (sm^3/stm^3) وρg كثافة الغاز في الشروط القياسية (kg/m^3).

إن حساب كثافة النفط في شروط الخزّان مفيدة في حساب تدرج النفط وإنشاء علاقة الضغط ـ العمق في الخزّان (انظر فقرة رقم 6 ـ 2 ـ 8).

تُدخل المعادلة السابقة خاصيتين جديدتين للنفط، العامل الحجمي لتشكّل النفط ونسبة الغاز إلى النفط في المحلول، التي ستوضح الآن.

6 ـ 2 ـ 5 ـ 4 العامل الحجمي لتشكّل النفط ونسبة الغاز إلى النفط في المحلول Oil formation volume factor and solution gas: oil ratio

بفرض أن ضغط الخزّان الأولي أعلى من نقطة التفقع (نفط خزّان تحت مشبع)، يوجد طور وحيد في الخزّان. يحسب حجم النفط (rm^3 or rb) في شروط حرارة الخزّان وضغطه من تقنيات رسم الخرائط المعطى في الفقرة (6 ـ 4).

بينما يهبط ضغط الخزّان من ضغط الخزّان الأولي نحو ضغط نقطة التفقع (P_b)، يتمدد النفط قليلاً بناء على انضغاطيته. من ناحية ثانية، حالما يهبط ضغط النفط تحت نقطة التفقع يتحرر الغاز من النفط، ويشغل ما تبقى من النفط حجماً أصغر. يدعى الغاز المنحل في النفط غاز المحلول، وتدعى نسبة حجم الغاز المنحل بحجم من النفط «نسبة الغاز إلى النفط المنحل» (R_s) مقاسة بـ scf/stb من (sm^3/stm^3). تكون R_s ثابتة فوق نقطة التفقع، وتعرف بـ «نسبة الغاز إلى النفط المنحل الأولية (R_{si})»، لكن بينما يهبط الضغط تحت نقطة التفقع ويتحرر غاز المحلول، تتناقص R_s. يساوي حجم الغاز المتحرر $(R_{si}-R_s)$scf/stb.

عندما يتحرر الغاز يتقلص النفط. توجد علاقة هامة بين حجم النفط بشروط ضغط وحرارة معيّنة وحجم النفط بشروط خزّان الخام. هذا هو عامل حجم نفط الخزّان (oil formation volume factor) (B_o مقاس بـ rb/stb أو rm^3/stm^3).

يستعمل عامل حجم نفط الخزّان في شروط الخزّان الأولية (B_{oi}، rb/stb) لتحويل الحجوم المحسوبة من الخرائط (mapping) وتمارين الحسابات الحجمية (volumetrics) إلى شروط خزّان الخام. تعتمد قيمة B_{oi} على نوعية المائع وشروط الخزّان الأولية، لكن قد تتغيّر من 1.1 rb/stb للنفط الأسود ذي النسبة المنخفضة من الغاز إلى النفط إلى 2.0 rb/stb لنفط طيار. عندما توصف حجوم، يعطى الحجم ببراميل من خزّان الخام أو بأمتار مكعبة من خزّان الخام، لأن تلك هي الشروط التي يباع بها النفط. إن إعطاء حجوم الهيدروكربون في شروط الخزّان له أهمية تجارية ضئيلة.

يظهر الشكل (6 ـ 23) التغيّر بحجم النفط مع انخفاض الضغط من الضغط الأولي، وكمية الغاز المنحل والباقي في النفط وحجم الغاز المتحرر.

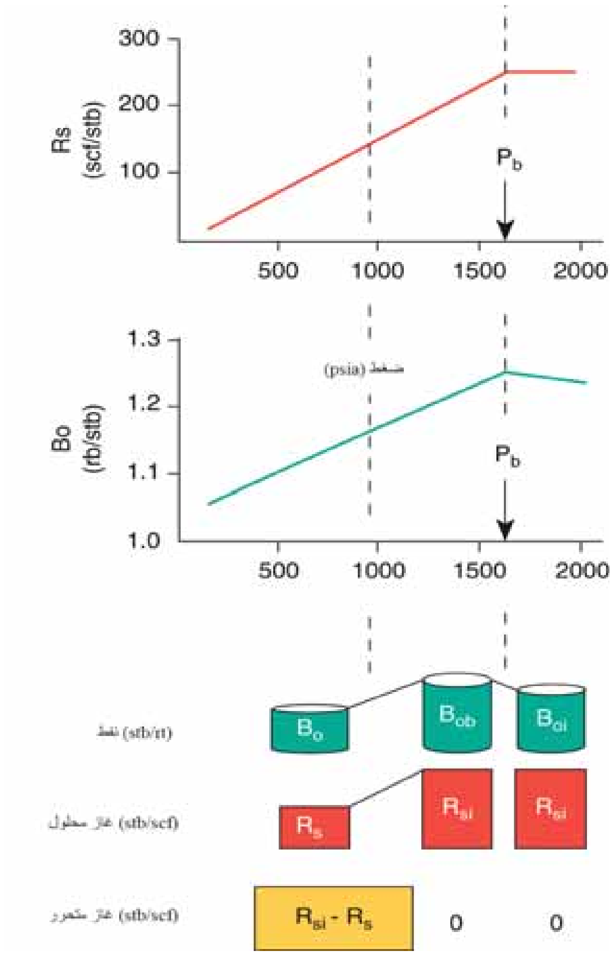
إذا بقي ضغط الخزّان فوق نقطة التفقع، عندئذ سينطلق أي غاز متحرر من النفط في الأنابيب أو صهريج الفصل، وبالتالي سيظهر على السطح. في هذه الحالة ستكون نسبة الغاز إلى النفط المنتجة (R_p) مساوية لـ R_s، أي أن كل برميل نفط من خزّان الخام يحرر R_s scf من الغاز على السطح.

مع ذلك، إذا هبط ضغط الخزّان تحت نقطة التفقع، فسيتحرر الغاز من النفط في الخزّان. قد يتدفق الغاز المتحرر إما نحو الآبار المنتجة تحت تأثير القوة الهيدروديناميكية المطبقة بالضغط الأخفض في البئر أو قد يهاجر نحو الأعلى، تحت تأثير القوة الطفوية (buoyancy force) إلى قمة الخزّان ليشكل قبعة غازية ثانوية. وبالتالي نسبة الغاز إلى النفط المنتجة (R_p) ستختلف عن R_s. سيناقش هذا بالتفصيل في الفصل التاسع.

قد تكون نسبة الغاز إلى النفط المنتجة (R_p)، في خزّان نفط مشبع يحوي قبعة غازية أولية، أعلى بكثير من نسبة الغاز إلى النفط المنحل (R_s) في النفط، بينما يستخرج الغاز الحر الموجود في القبعة الغازية من الآبار عبر آلية التمخرط أو التقرن (coning or cusping mechanism). الغاز الحر هو الغاز الموجود في القبعة الغازية كطور منفصل، مميّزاً من غاز المحلول المنحل في طور النفط.

6 ـ 2 ـ 6 **جمع عيّنات المائع وتحليل الضغط والحجم والحرارة** Fluid sampling and PVT analysis

من المهم جمع مجموعة عيّنات مُمَثِّلة من مائع الخزّان لإنجاز خصائص الضغط والحجم والحرارة ـ غلاف طور، نقطة التفقع، R_s وB_o ـ والخصائص الفيزيائية ـ التركيب، والكثافة، واللزوجة. تستخدم هذه القيم لتحديد حجوم المائع الأولية في المكان وحجوم خزّان الخام وخصائص تدفق المائع في كل من الخزّان وعبر المنشآت السطحية، ولتمييز أية مركبات قد تتطلب معالجة خاصة، مثل مركبات الكبريت.



الشكل (6 ـ 23): نسبة الغاز إلى النفط المنحل وعامل حجم التشكّل مقابل الضغط.

يتم عادة جمع عيّنات مائع الخزّان مبكراً في حياة الحقل، بهدف استخدام النتائج في تقييم الحقل وفي تصميم منشآت المعالجة. ما إن يبدأ الإنتاج من الحقل ويتغيّر ضغط الخزّان، تتغيّر خصائص المائع، كما وصفت في الفقرة السابقة. لذلك يعتبر جمع العيّنات المبكر فرصة لجمع عيّنات لم تتغيّر.

يمكن جمع عيّنات المائع من البئر في شروط قرب ـ الخزّان، أو على السطح. إن جمع العيّنات تحت السطحية (subsurface samples) أعلى كلفة لجمعها، لأنها تتطلب معدّات جمع بئرية، لكن أكثر احتمالاً لجمع عيّنات مُمَثِّلة، لأنها تهدف إلى جمع مائع وحيد ـ الطور. العيّنة السطحية (surface sample) هي حتماً عيّنة ثنائية ـ الطور وتتطلب إعادة جمعها لتوليد مائع الخزّان. تواجه كلٌّ من تقنيات جمع العيّنات (sampling techniques) نفس المشكلة وهي محاولة التقاط عيّنة مُمَثِّلة (مثلاً، نفس نسبة الغاز إلى النفط) عند هبوط الضغط تحت نقطة التفقع.

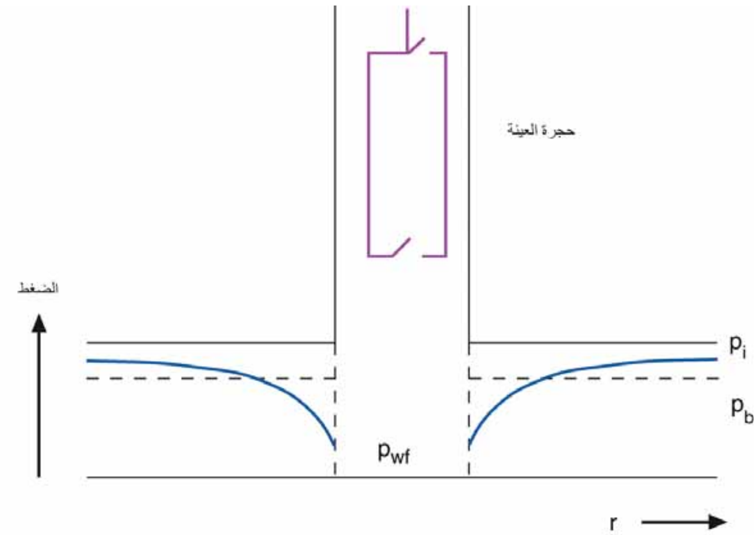
6 ـ 2 ـ 6 ـ 1 **العيّنات تحت السطحية** Subsurface samples

يمكن أخذ العيّنات تحت السطحية بواسطة حجرة جمع تحت سطحية، تدعى وعاء جمع العيّنات (sampling bomb)، أو بواسطة أداة اختبار ضغط التشكّل (RFT, MDT,RCI)، وكلها أجهزة تسير على سلك إلى عمق الخزّان. هذه الأدوات موصوفة في الفقرة (6 ـ 3 ـ 6).

يتطلب وعاء جمع العيّنات أن يكون البئر متدفقاً، ويفضل أن يكون ضغط قاع البئر المتدفق (P_{wf}) فوق ضغط نقطة التفقع للمائع لتجنب فصل الطور. إذا أمكن تحقيق هذا الشرط، يمكن جمع عيّنة من النفط تحتوى على الكمية الصحيحة من الغاز (R_{si} scf/stb). إذا كان ضغط الخزّان قريباً من نقطة التفقع، هذا يعني جمع العيّنات بمعدل منخفض لزيادة ضغط جمع العيّنات إلى الحد الأعلى. تكون صمّامات وعاء جمع العيّنات مفتوحة كي تسمح للمائع بالتدفق عبر الأداة ثم تغلق هيدروليكياً أو كهربائياً لحجز حجم من المائع (نمطياً 600 cm^3). إن هذا الحجم الصغير من العيّنة أحد عوائق جمع العيّنات تحت السطحية (الشكل 6 ـ 24).

يتطلب جمع العيّنات من الخزّانات المشبعة بهذه التقنية عناية خاصة في محاولة أخذ عيّنة مُمَثِّلة، وفي كل الحالات عندما يكون ضغط قاع البئر المتدفق

أخفض من نقطة التفقع، تبقى صلاحية العيّنة مشكوكاً بها. يؤخذ عادة العديد من العيّنات تحت السطحية بإمرار وعاء عيّنات ترادفي (tandem) أو تكرار عملية الجمع. يختبر تناسق (consistency) العيّنات بقياس ضغط نقطة التفقع في درجة حرارة السطح. قد ترسل العيّنات التي تقع نقطة التفقع ضمن 2٪ من بعضها البعض إلى المختبر لتحليل الضغط والحجم والحرارة.



الشكل (6 ـ 24): جهاز جمع العيّنات تحت السطحية (Dake, 1978).

يمكن أخذ العيّنات التي تؤخذ من فاحص ضغط الخزّان (Formation Pressure Testers (FPTs)) مباشرة بعد الحفر، وتتطلب أن يكون البئر متدفقاً. يلصق مسبار صغير على جدار البئر بحيث تتدفق موائع الخزّان في سلسلة من الحجرات ثم تغلق لحفظ شروط ضغط الخزّان (انظر الفقرة 6 ـ 3 ـ 6). تستخدم عدة تقنيات تحليل قاع البئر لتعيين الموائع وتقدير احتمال التدفق. يسمح هذا النوع من جمع العيّنات بوصف موائع الخزّان من دون إعادة فرزها لاختبار بئر عالي الكلفة.

6 ـ 2 ـ 6 ـ 2 **العيّنات السطحية** Surface samples

يتضمن جمع العيّنات السطحية أخذ عيّنات من الطورين (غاز ومائع) المتدفقين عبر صهريج الفصل السطحي، ثم إعادة توحيد المائعين بنسبة

مناسبة، بحيث تكون العيّنة الموحدة (recombined sample) ممثِّلة لمائع الخزّان. تؤخذ عيّنات النفط من مجاري التدفق من نفس صهريج الفصل، الذي يجب تسجيل ضغطه وحرارته ومعدل التدفق منه بحذر، للسماح بحساب نسب التوحيد. إضافة إلى ذلك، يجب تسجيل ضغط صهريج التخزين (stock tank) وحرارته للتمكن لاحقاً من حساب تقلص النفط بين نقطة جمع العيّنة وصهريج التخزين. ترسل عيّنات النفط والغاز بشكل منفصل إلى المختبر حيث يتم توحيدها قبل إنجاز تحليل الضغط والحجم والحرارة. يتم تدقيق جودة تقنية جمع العيّنات، وبأن نقطة التفقع لعيّنة المائع في درجة حرارة صهريج الفصل الذي أخذت منه العيّنة مساوية لضغط صهريج الفصل.

إن الفوائد من جمع العيّنات السطحية وتوحيدها هي أنه يمكن أخذ عيّنات كبيرة، أي يمكن تحقيق شروط استقرار على مدى ساعات قبل جمع العيّنات، ويمكن تجنب عملية إنزال الأسلاك المكلفة. تطبق متطلبات جمع العيّنات تحت السطحية على جمع العيّنات السطحية: إذا كان P_{wf} تحت P_b فمن المحتمل أن يدخل إلى البئر حجم غير ممثل من الغاز، وحتى التدريب الجيد على جمع العيّنات السطحية لن يحصل على عيّنة حقيقية من مائع الخزّان.

6 ـ 2 ـ 6 ـ 3 **تحليل الضغط والحجم والحرارة** PVT

يتألف التحليل المخبري النمطي من صحة العيّنة، تحليل تركيبي للعيّنات الفردية والموحدة، قياس كثافة النفط والغاز ولزوجتهما خلال مجال من درجات الحرارة وتعيين معاملات الضغط والحجم والحرارة B_o، R_s وB_g.

يمكن من أجل تفاصيل تحليل الضغط والحجم والحرارة العودة إلى **أساسيات هندسة الخزّان** (Fundamentals of Reservoir Engineering) لمؤلّفه ل. ب. داك.

إن لملاحظة متطلبات المعطيات المختلفة للأنظمة عند إنجاز اختبارات المختبر أهمية خاصة. يكتفي مهندسو النفط، خلال التحليل التركيبي بالتحليل التركيبي للهيدروكربونات التي تمتد إلى حدود المركبات C_6، وتجمل المركبات C_{7+} مع بعضها البعض، وتصنف كمركبات ـ كاذبة (pseudo-component). بينما يتطلب مهندسو المعالجة تحليلاً تركيبياً أكثر تفصيلاً، يمتد نمطياً حتى C_{30}. وذلك لأن النهايات الثقيلة تلعب دوراً أكثر أهمية في سلوك الطور تحت درجات الحرارة والضغوط الأخفض التي تجابه خلال المعالجة السطحية. على

سبيل المثال، يشكل الهيدروكربون طويل السلسلة أجساماً صلبة (مثل الشمع wax) في شروط السطح، بينما يبقي في المحلول في شروط الخزّان.

سيشمل جزء من تحليل الضغط والحجم والحرارة إمرار عيّنة مائع الخزّان عبر سلسلة من التمديد لمحاكاة شروط صهريج الفصل. يصمم مهندسو المعالجة، في مرحلة التصميم مجموعة من شروط صهريج الفصل السطحي التي ستواجه درجات الحرارة والضغوط المتوقعة على فوهة البئر (wellhead)، بينما يحاولون رفع إنتاجية النفط إلى الحد الأعظم (أي تخفيض تقلص النفط إلى الحد الأدنى). وعموماً، كلما ازداد عدد صهاريج الفصل التي تدار على التسلسل، نقص تقلص النفط، مع زيادة نهايات المزيج الخفيفة الباقية في الطور المائع. من الواضح، وجود علاقة فائدة ربحية بين زيادة كلفة منشآت الفصل والفائدة المحققة من النفط الأخف.

الجدول 6 ـ 2: جدول الضغط والحجم والحرارة لدخل محاكاة الخزّان

μ_g (cP)	μ_o (cP)	R_s (scf/stb)	B_g (rb/Mscf)	B_o (rb/stb)	الضغط (psia)
0.0333	1.41	213	0.580	1.142	6500
0.0317	1.32	213	0.609	1.144	6000
0.0282	1.18	213	0.670	1.150	5000
0.0248	1.08	213	0.768	1.158	4000
0.0215	0.99	213	0.987	1.169	3000
0.0180	0.93	213	1.302	1.177	2000
0.0144	0.85	213	2.610	1.189	1200
0.0138	0.83	213	3.205	1.191	980[a]
0.0125	1.03	130	6.607	1.147	500
0.0120	1.07	44	33.893	1.015	100

a: ضغط التشبع أو نقطة التفقع.

الجدول 6 ـ 2 هو جدول نمطي لضغط وحجم وحرارة النفط الناتج من تحليل الضغط والحجم والحرارة، الذي يمكن استخدامه من قبل مهندس الخزّان لحساب خصائص مائع الخزّان مع الضغط. ضغط الخزّان الأولي هو 6000 psia، وضغط نقطة التفقع هو 980 psia.

6 ـ 2 ـ 7 **خصائص ماء التشكّل** Properties of formation water

سننظر في الفقرة (6 ـ 2 ـ 8) إلى علاقات الضغط ـ العمق، وسنرى بأن العلاقة هي تابع خطي لكثافة المائع. ونظراً إلى أن الماء هو المائع الوحيد الذي يشترك دوماً مع خزّان النفط، فإن المطلوب فهم ما الذي يتحكم بكثافة ماء التشكّل. إضافة إلى ذلك، يحتاج مهندسو الخزّان إلى معرفة خصائص المائع لماء التشكّل للتخمين بتمدده وحركته، الذي يمكن أن يسهم كثيراً في آلية الحركة في الخزّان، خصوصاً إذا كان حجم الماء المحيط بتراكم الهيدروكربون كبيراً.

يجب أن لا يُهمل جمع المعطيات في عمود الماء في مرحلة التقييم لحياة الحقل. إن تقييم حجم الطبقة الحاملة وخصائص تدفقها جوهري في التخمين بالضغط الداعم الذي يمكن تقديمه. إن جمع عيّنات من ماء التشكّل ضروري لتقييم ملوحة الماء للاستخدام في تحديد إشباع الهيدروكربون.

6 ـ 2 ـ 7 ـ 1 **كثافة الماء وعامل حجم التشكّل** Water density and formation volume factor (B_W)

إن كثافة ماء التشكّل هي تابع للملوحة (التي تتراوح من 0 إلى 300000 ppm)، وكمية الغاز المنحل ودرجة حرارة الخزّان وضغطه. تزداد كثافة الماء مع ازدياد الضغط، مع أن الانضغاطية صغيرة (نمطياً $2\text{-}4x10^{-6}\ psi^{-1}$). تنحل كميات صغيرة من الغاز (نمطياً CO_2) في الماء. تنخفض الكثافة مع ازدياد درجة الحرارة بسبب التمدد، ويميل التأثيران المتعاكسان للحرارة والضغط إلى معادلة بعضهما بعضاً. تتوفر علاقات التبادل في كتب الجداول المتوفرة لدى شركات التسجيل البئرية.

يقارب عامل حجم التشكّل (B_w حجم الخزّان لحجم خزّان الخام) للماء الواحد (نمطياً بين 1.00 و1.07 rb/stb)، بناء على كمية الماء المنحل وشروط الخزّان، وأكبر من الواحد بسبب التقلص الحراري وتطور الغاز من شروط الخزّان إلى شروط خزّان الخام.

6 ـ 2 ـ 7 ـ 2 **لزوجة ماء التشكّل** Formation water viscosity

هذا المعامل مهم للتخمين باستجابة الطبقة الحاملة مع هبوط ضغط الخزّان. وبالنسبة إلى الموائع عموماً، تنخفض لزوجة الماء مع ازدياد الحرارة. إن لزوجة الماء من مرتبة 0.5-1.0 cP، وتكون عادة أخفض من النفط.

يمكن البحث عن خصائص المائع لماء التشكّل في مخطّطات علاقات التبادل، لأنه ربما قد نوقشت معظم الخصائص حتى الآن. كما أن العديد من علاقات الترابط هذه متوفرة بشكل برامج حاسوبية. من الجدير دوماً تفحص مجال تطبيق هذه العلاقات، التي تقوم عادة على قياسات تجريبية وتصنف في أنواع الموائع (مثلاً، غازات كاليفورنيا الخفيفة).

6 ـ 2 ـ 8 **علاقات الضغط ـ العمق** Pressure-depth relationships

قد تستخدم العلاقات بين ضغط مائع الخزّان والعمق لتحديد الحد الفاصل بين الموائع (مثلاً، الحد الفاصل غاز ـ نفط أو نفط ـ ماء) أو لتأكيد الملاحظات التي تمّت مباشرة بالتسجيل السلكي. يساعد هذا في تحديد حجوم الموائع في المكان، وفي التمييز بين مناطق حقل واقعة في أنظمة ضغط مختلفة أو تحتوي على سطوح تماس موائع مختلفة. إذا تمّت مقابلة أنظمة ضغط مختلفة في حقل، فهذا دليل على وجود مناطق منعزلة عن بعضها البعض، إما بفوالق لاحمة أو بفقدان استمرارية الخزّان. في كلتا الحالتين، سيعكس تطوير الحقل هذا الفقدان للتواصل، مما يستدعي تخصيص آبار في كل كتلة فالقية منفصلة. هذا شيء مهم فهمه خلال تخطيط التطوير، لأن التحقق المتأخر قد يقود إلى تطوير تحت ـ أمثل (إما فقدان الاستعادة أو زيادة الكلفة).

تتبع أنظمة الضغط النظامية تدرج مائع هيدروستاتيكي من السطح، وهو خطي تقريباً. تتضمن أنظمة الضغط الشاذة ضغوط المائع مفرطة الضغط وتحت المضغوطة. وتمثل انقطاعاً في تدرج الضغط النظامي. يتطلب الحفر في أنظمة الضغط الشاذة عناية خاصة، كما نوقش في الفقرة (4 ـ 7) من الفصل الرابع.

6 ـ 2 ـ 8 ـ 1 **ضغط المائع** Fluid pressure

بفرض وجود نظام ضغط نظامي، وعلى عمق معيّن من سطح الأرض، فسيوجد ضغط معيّن يوازن ضغط الحمولة (OverBurden Pressure (OBP)) الناتجة من وزن الصخر (الذي يشكل نسيجاً) والمائع (الذي يملأ النسيج) المغطي لهذه النقطة. بالحقيقة، يُوَازن ضغط الحمولة من اتحاد ضغط المائع (Fluid Pressure (FP)) الموجود في الفراغ المسامي والإجهاد بين حبيبات الصخر في النسيج ($_g$)

$$OBP = FP + \sigma_g$$

يبقى ضغط الحمولة ثابتاً على عمق معيّن (على تدرج مقداره تقريباً 1psi/ft)، بحيث يتناقص ضغط المائع مع استخراج مائع الخزّان، مما يؤدي إلى زيادة الإجهاد المطبق بين الحبيبات. يؤدي هذا إلى حشر حبيبات الصخر قريباً من بعضها البعض، مما يقدم مقداراً صغيراً من الطاقة الدافعة (drive energy) (ناتجة من التراص) للإنتاج. في الحالات القصوى من استنزاف الضغط في الصخور ضعيفة التراص، قد يؤدي هذا إلى نقصان سماكة الخزّان، وبالنهاية يقود إلى انخفاس في السطح. حدث هذا في حقل غاز غرونينغن في هولندا (1 متر من الانخفاس تقريباً)، وأكثر إثارة في حقل إيكوفسك في القطاع النرويجي من بحر الشمال (حوالى 6 أمتار من الانخفاس)، كما ذكر في الفقرة (6 ـ 1 ـ 3).

في نظام ضغط نظامي، يحدد الضغط في تراكم هيدروكربوني بتدرج ضغط الماء المغطي $(dP/dD)_w$، الذي يتراوح من 0.435 psi/ft (10kPa/m) للماء النقي إلى حوالى 0.5 psi/ft (11.5 kPa/m) للماء المشبع بالملح. يمكن تحديد ضغط الماء (P_w) على أي عمق من المعادلة التالية، بفرض أن الضغط على المستوى المرجع السطحي يساوي 14.7 psia (1bara):

$$P_w = \left\{\frac{dP}{dD}\right\}_w D \quad \text{(psia) or (bara)}$$

يرتبط تدرج ضغط الماء بكثافة الماء ($_w$, kg/m^3) بالمعادلة التالية:

$$\left\{\frac{dP}{dD}\right\}_w \rho_w g \quad \text{(Pa/m)}$$

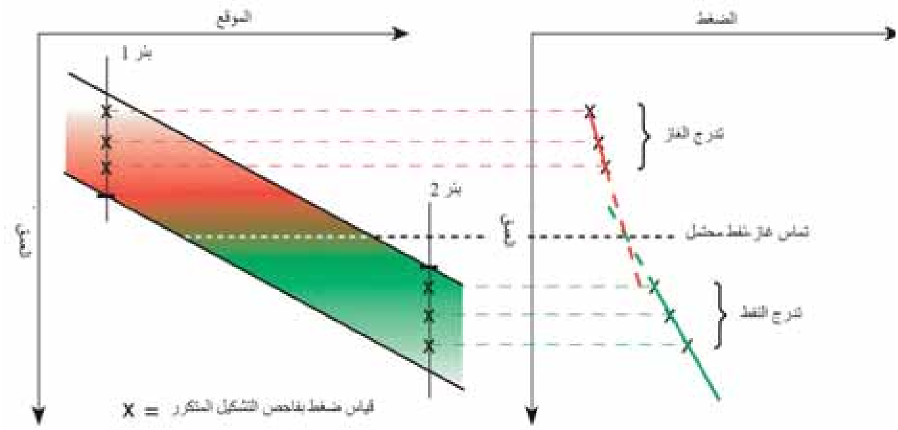
حيث g تسارع الجاذبية (9.81 m/s^2).

إذن يمكن رؤية أنه يمكن حساب تدرج الضغط من كثافة المائع. وأكثر من ذلك، إن كثافات الماء والنفط والغاز مختلفة كثيراً، لذا سوف تظهر تدرجات مختلفة تماماً على مخطّط الضغط ـ العمق.

هذه الخاصة مفيدة في تحديد الحد الفاصل بين الموائع. يشير الجزء الفاصل بين تدرجي الغاز والنفط إلى تماس الغاز مع الزيت. بينما يشير الجزء الفاصل بين تدرجي النفط والماء إلى مستوى الماء الحر (Free Water Level (FWL)) المرتبط بتماس الزيت ـ الماء ((Oil-Water Contact (OWC)) عبر نطاق انتقالي، كما وصف في الفقرة (6 ـ 2 ـ 9).

يمكن حساب التدرج من كثافات المائع السطحية، أو يمكن حسابها مباشرة من قياسات الضغط البئرية باستخدام أداة اختبار ضغط التشكّل (نوقشت في الفقرة 6 ـ 3 ـ 6). يمكن استخدام سطوح التماس التي تم التخمين بها لتأكيد القياسات السلكية لتماس الموائع، أو للتخمين بسطوح تماس عندما لا تجد التسجيلات البئرية سطوح التماس مباشرة.

على سبيل المثال، في الحالة التالية اخترق بئران نفس رمل الخزّان. تصادف بئر أعلى الميل حامل الغاز الرملي، ويستمر الغاز نحو الأسفل (Gas Down To (GDT)) حتى قاعدة الرمال، بينما تصادف بئر أسفل الميل نفس الرمل حامل مملوء تماماً بالنفط، ويستمر النفط نحو الأعلى (Oil Up To (OUT)) إلى أعلى الرمل. إذا قيست الضغوط على مراحل في كل بئر فيمكن استخدام القيم في التخمين بمكان وقوع سطح تماس الغاز ـ النفط المحتمل (Possible Gas-Oil Contact (PGOC)). تعرف هذه الطريقة باسم تقنية اعتراض التدرج (gradient intercept technique) (الشكل 6 ـ 25).



الشكل (6 ـ 25): تقنية اعتراض التدرج.

6 ـ 2 ـ 8 ـ 2 أنظمة الضغط النظامي والشاذ Normal and abnormal pressure regimes

ينتقل الضغط في خزّان نظامي الضغط، في عمود ماء مستمر من السطح نحو الأسفل إلى الخزّان. يساوي الضغط على المستوى المرجع على السطح 1

ضغط جوي. المستوى المرجع لموقع بحري هو متوسط سطح البحر (Mean Sea Level (MSL))، وعلى الشاطئ هو مستوى سطح الماء الجوفي.

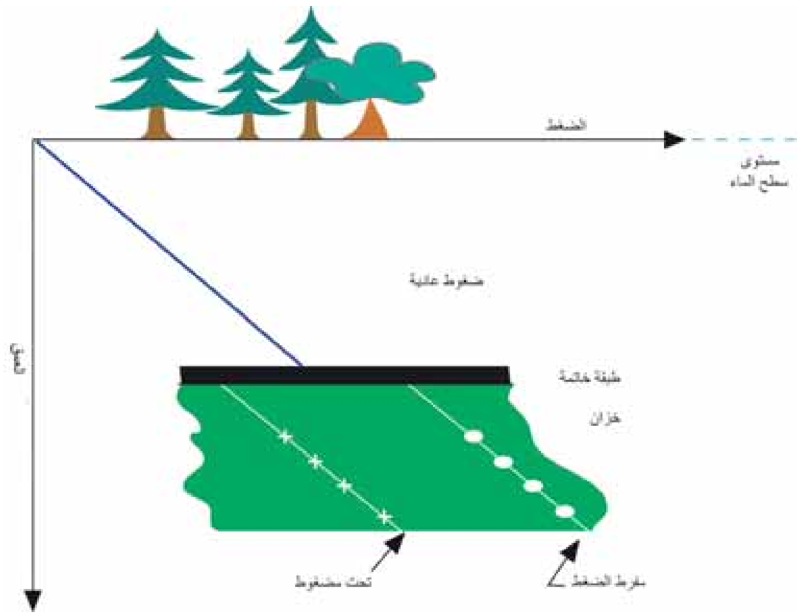
في الخزّانات شاذة الضغط، تُقطع علاقة الضغط ـ العمق بطبقة مُحكَمة السد، يتغيّر تحتها الضغط. إذا كان الضغط تحت الطبقة المحكمة السد أعلى من الضغط النظامي (أو هيدروستاتيكي) يدعى الخزّان مفرط الضغط (overpressured). سيظهر استقراء تدرج المائع في الخزّان مفرط الضغط باتجاه السطح المرجع ضغطاً أعلى من الواحد ضغط جوي. إن القيمة الفعلية التي يزيد بها الضغط المستقرأ على الواحد ضغط جوي تحدد مستوى زيادة الضغط في الخزّان. بالمثل، يظهر خزّان دون مضغوط (underpressured) ضغطاً أقل من واحد ضغط جوي، عند الاستقراء باتجاه السطح المرجع.

للحفاظ على حالة تحت مضغوط أو مفرط الضغط، يجب توفر سد ضغط محكم. يوجد بتعريف الخزّانات الهيدروكربونية سد محكم في قمة التراكم، لذا يتوفر احتمال وجود نظام ضغط شاذ (الشكل 6 ـ 26).

الأسباب الأكثر شيوعاً لتشكّل الخزّانات شاذة الضغط هي:

- نهوض/طمر صخر، حيث تُغَلّف طبقة نفوذة بطبقات سميكة من الطين الصفحي أو الملح، وتكون إما ناهضة (مسببة مفرط الضغط) أو هابطة (مسببة تحت مضغوط). يتغيّر ضغط الحمولة المغطية، لكن لا يمكن للمائع الموجود في المسام الهروب، ولذلك يمتص التغيّر إجهاد الحمولة المغطية.
- تأثيرات حرارية، تسبب تمدداً أو تقلصاً للماء غير القادر على الهروب من المنظومة المغلقة.
- طمر سريع للرسوبات المؤلّفة من طبقات من الغضار أو الرمال، لا تسمح سرعته للموائع بالهروب من الفراغ المسامي، بينما يتراص الصخر ـ يؤدي هذا إلى حالة مفرط الضغط. تُظهر معظم التتابعات الدلتاوية هذه الحالة بدرجة مختلفة.
- استنزاف خزّان محكم السد أو منخفض النفوذية نتيجة الإنتاج من الخزّان.

• استنزاف نتيجة الإنتاج من خزّان مجاور انخفض ضغطه، مع وجود اتصال بالضغط عبر طبقة حاملة مشتركة.
• تغيّرات الطور، مثل تحول الانهدريت إلى الجص أو تبدل فلزات الغضار.
• ضغوط مرتفعة نتيجة ثقل عمود الهيدروكربون.
• تأثير الضغط نتيجة إخفاق السد المحكم، مثلاً وجود فالق بين الرقع. قد يؤدي هذا إلى تبادل تدفق خارج عن السيطرة بين الخزّانات.



الشكل (6 ـ 26): **أنظمة الضغط النظامي والشاذ.**

6 ـ 2 ـ 8 ـ 3 **الحفر في الضغوط الشاذة** Drilling through abnormal pressures

عند الحفر في التشكّلات نظامية الضغط، يتم التحكم بوزن الطَفلِة للحفاظ على ضغط أعلى من ضغط التشكّل لمنع تدفق مائع التشكّل. يكون الضغط الراجح بحدود 200 psi. يشجع ضغط راجح أكبر على فقدان الطَفلِة في التشكّل، وكلاهما مكلف، وقد يضر خصائص التشكّل. إذا حدث تدفق لمائع

التشكّل إلى البئر لعدم كفاية رجحان الضغط. فيؤدي مائع التشكّل الخفيف إلى نقصان ضغط عمود الطَفلِة، مما يساعد على مزيد من التدفق، وتحدث حالة من عدم الاستقرار، ربما تقود إلى انفجار. لذلك من المهم تجنب تدفق مائع التشكّل باستخدام الوزن الصحيح للطَفلِة في البئر.

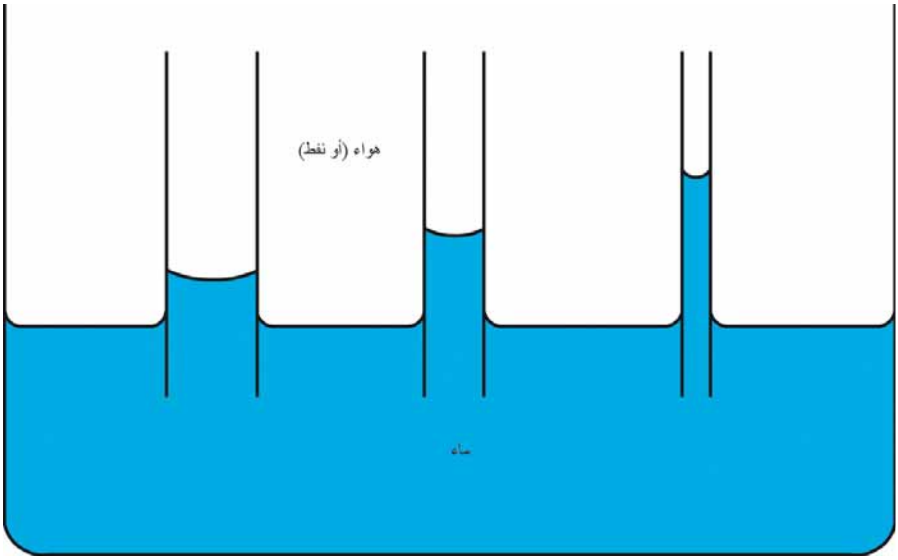
عند الحفر في طين صفحي إلى تشكّل مفرط الضغط، يجب زيادة وزن الطَفلِة لمنع التدفق. إذا سببت هذه الزيادة في وزن الطَفلِة إلى فقدان كبير في التشكّلات الضحلة نظامية الضغط، فمن الضروري عزل التشكّل نظامي الضغط خلف البطانة قبل الحفر في التشكّل مفرط الضغط. لذلك فالتخمين بفرط الضغط مهم في تصميم البئر.

بالمثل، عند الحفر بتشكّل تحت مضغوط، يجب إنقاص وزن الطَفلِة لتجنب الفقدان الزائد في التشكّل. إذا كان معدل الفقدان أكبر من المعدل المطلوب من الطَفلِة، عندئذ سيهبط مستوى المائع في البئر، وسيكون هنالك خطر من التدفق من التشكّلات نظامية الضغط المغطية. مرة ثانية، قد يكون من الضروري وضع بطانة قبل الحفر في تشكّل تحت مضغوط.

6 ـ 2 ـ 9 الضغط الشعري وعلاقات الإشباع ـ الارتفاع Capillary pressure and saturation-height relationships

هنالك توازن في شروط الخزّان الأولية، بين قوى الطفو وقوى الشعرية. تُحدِّد هذه القوى التوزع الأولي للموائع، وبالتالي حجوم المائع في المكان. إن فهم العلاقة بين هذه القوى مفيد في حساب الحجمية، وفي تفسير الفرق بين مستوى الماء الحر FWL وتماس النفط مع الماء OWC الذي عرض في الفقرة 6 ـ 2 ـ 8 ـ 1.

كمثال مشهور على توازن الشعرية ـ الطفو، هي التجربة التي يوضع فيها عدد من الأنابيب الزجاجية مختلفة الأقطار في صينية من الماء. يرتفع مستوى الماء في الأنابيب، ويبلغ أعلى نقطة في الأنبوب الأضيق. تلاحظ نفس الملاحظة إذا كانت الموائع في المنظومة هي النفط والماء بدلاً من الهواء والماء (الشكل 6 ـ 27). تشبه أنابيب الشعرية مختلفة الأقطار المجازات المسامية الضيقة مختلفة الحجوم في منظومة مسامية متصلة.



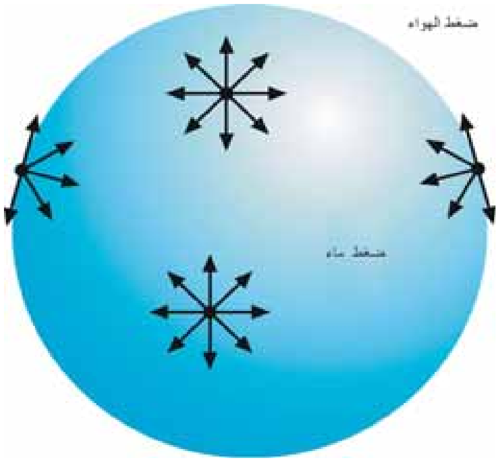
الشكل (6 ـ 27): **الأنابيب الشعرية في صينية.**

يظهر التأثير الشعري حيثما تتماس موائع غير ـ مزوجة، وهي نتيجة تفاعل قوى الجذب بين الجزيئات في المائعين (تأثيرات التوتر السطحي surface tension)، والموائع والسطح الصلب (تأثيرات قابلية التبلل wettability).

ينشأ التوتر السطحي على حد تماس مائع مع مائع نتيجة التجاذب المتباين بين جزيئات نفس المائع والمائع المجاور. فمثلاً، لجزيئات الماء الموجودة في قطيرة ماء (water droplet) محاطة بالهواء، قوى جذب أكبر لبعضها البعض من جزيئات الهواء المجاورة. تخلق القوى غير المتوازنة جذباً نحو الداخل، مما يسبب تحول القطيرة إلى الكروية، بينما تُصغر القطيرة مساحة سطحها. يوجد التوتر السطحي على الحد الفاصل بين الماء والهواء، ويوجد تفاضل بالضغط بين الطور المائي والهواء. يكون الضغط أعلى على جهة الماء نتيجة القوى الصافية الموجهة نحو الداخل. (الشكل 6 ـ 28).

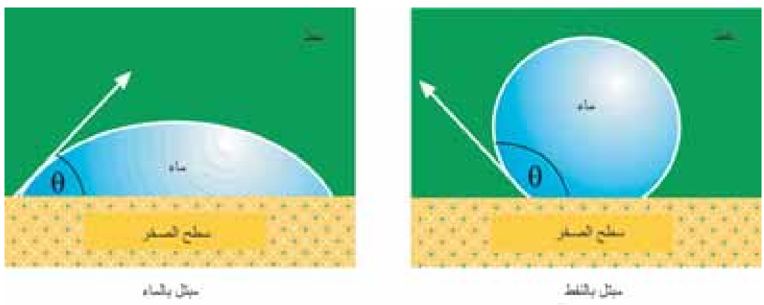
العلاقة بين هبوط الضغط عبر سطح التماس P ظ، والتوتر بين السطحي (interfacial tension) ونصف قطر القطيرة r هي:

$$\Delta P = \frac{2\sigma}{r}$$



الشكل (6 ـ 28): **قطيرة ماء مع قوى جذب.**

تصف قابلية التبلل العلاقة بين تماس مائعين مع صلب. يتميز نوع التماس بزاوية التماس (θ) بين المائع والصلب، وتقاس اصطلاحاً، عبر المائع الأكثف. إذا كانت زاوية التماس المقاسة عبر المائع أقل من 90^o، يقال عن السطح إنه مُبَلّل لذلك المائع. يظهر الشكل (6 ـ 29) الفرق بزوايا التماس لصخر خزّان مبلل بالماء ومبلّل بالنفط. إن قياس قابلية التبلّل في شروط الخزّان صعبة جداً، لأن الخاصية متأثرة بالحفر واستعادة العيّنات. من المعتقد بأن معظم صخور الخزّان الفتاتية هي مبلّلة بالماء، لكن مسألة قابلية التبلّل مثيرة للخلاف.



الشكل (6 ـ 29): **أنواع قابلية تبليل الصخر.**

6 ـ 2 ـ 9 ـ 1 **الضغط الشعري** Capillary pressure

بالعودة إلى تجربة النفط والماء وأنابيب الزجاج الشعرية (الشكل 6 ـ 27)،

نجد أن التوتر بين السطحي وقابلية التبلّل قد قادا إلى فرق ضغط عبر سطح تماس المائع وإلى زاوية تماس مع الزجاج. إن الضغط في طور الماء أعظم من الضغط في طور النفط، والزجاج مبلّل بالماء، كما هو معيّن من زاوية التماس. يدعى الفرق بين طور الماء وطور النفط بالضغط الشَعْري capillary pressure ((Pc))، وهو مرتبط بالتوتر بين السطحي (σ)، ونصف قطر الأنبوب الشعري (r_t) (r_t) وزاوية التماس (θ) كما يلي:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_t}$$

لاحظ بأن الضغط الشعري أكبر في الشعريات الرفيعة (حجوم الخانق)، وأنه عندما يكون للشعرية نصف قطر غير محدود، كما هو خارج الشعريات في تجربة صينية الماء يكون P_c مساوياً للصفر.

6 ـ 2 ـ 9 ـ 2 **توازن الشَعْرية ـ الطفوية** Capillary-buoyancy equilibrium

لو اعتبرنا منحني الضغط في واحد فقط من الشعريات في التجربة (انظر الشكل 6 ـ 30). ففي داخل الأنبوب الشعري، يكون الضغط الشعري P_c هو فرق الضغط بين ضغط طور النفط (P_o) وضغط طور الماء (P_w) على سطح التماس بين النفط والماء:

$$P_c = P_o - P_w$$

يمكن ربط الضغط الشعري بارتفاع سطح التماس فوق المستوى الذي يكون فيه الضغط الشعري مساوياً للصفر (يدعى مستوى الماء الحر) باستخدام معادلة الضغط الهيدروستاتيكي. بفرض مستوى الماء الحر FWL هو P_i:

$P_w = P_i - \rho_w gh$ حيث ρ_w كثافة الماء

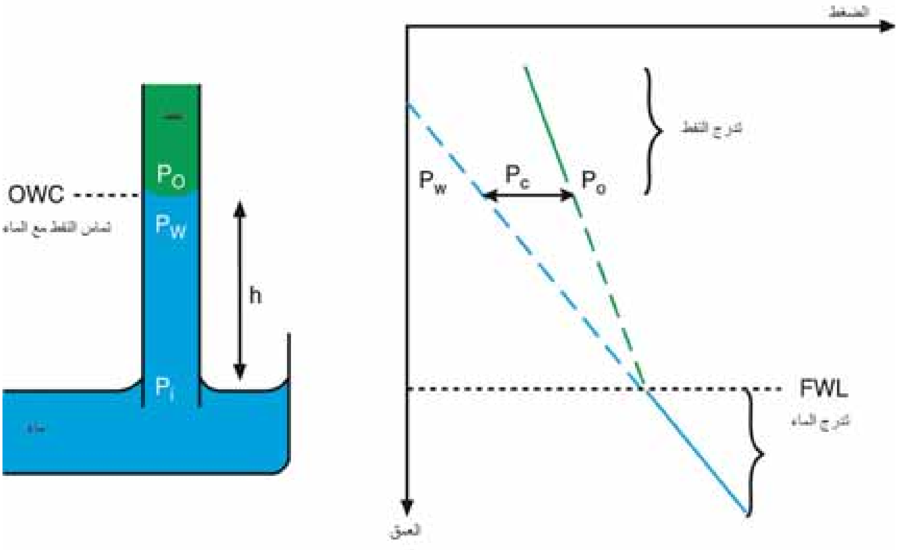
$P_o = P_i - \rho_o gh$ حيث ρ_o كثافة النفط

بالطرح نجد:

$$P_o - P_w = (\rho_w - \rho_o)gh$$

وتذكر أن:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_t}$$



الشكل (6 ـ 30): مخطّط الضغط ـ العمق لأنبوب شعري واحد.

هذا منسجم مع الملاحظة بأن الفرق الكبير بين الحد الفاصل نفط ـ ماء ومستوى الماء الحر يحدث في الشعريات الدقيقة، حيث يكون الضغط الشعري أعظمياً. ففي صخور الخزّان المتراصة، التي تحتوي الشعريات الأدق، يكون الفرق بين الحد الفاصل نفط ـ ماء ومستوى الماء الحر أكبر.

إذا تم تشغيل جهاز قياس الضغط ضمن الشعرية، فسيقاس تدرج النفط في عمود النفط. سيظهر انقطاع بالضغط عبر السطح الفاصل (الفرق هو الضغط الشعري)، ويقاس تدرج الماء تحت السطح الفاصل. فإذا قاس الجهاز المقاومية، فسيحدد تماس على هذا السطح الفاصل. وسيوصف بتماس النفط ـ الماء OWC. لاحظ بأن قياسات ضغط النفط ـ الماء فقط قد استُخدمت لبناء مخطّط الضغط ـ العمق (الشكل 6 ـ 30). واستُخدمت تقنية حد التدرج الفاصل لتحديد السطح الفاصل، إنه مستوى الماء الحر الذي يجب تحديده وليس تماس النفط ـ الماء.

يكون الفرق بين تماس النفط ـ الماء ومستوى الماء الحر أكبر في الخزّانات المتماسكة، وقد يكون الفرق حوالى 100 متر. يوجد أيضاً فرق بين تماس الغاز ـ النفط وسطح الزيت الحر لنفس الأسباب، لكنه أصغر كثيراً، ومهمل أحياناً. فبهدف حساب النفط في المكان في الخزّان، يجب استخدام

تماس النفط ـ الماء وليس مستوى الماء الحر لتحديد إلى أي عمق تراكم النفط. يؤدي استخدام مستوى الماء الحر إلى المبالغة في تقدير النفط في المكان، وقد يؤدي إلى خطأ كبير في الخزّانات المتراصة.

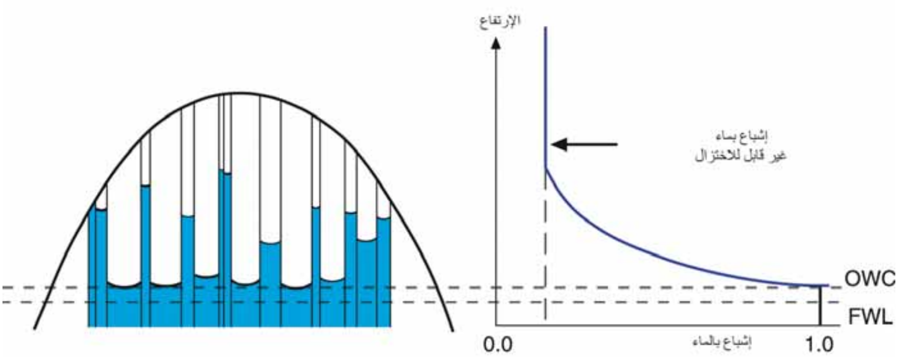
6 ـ 2 ـ 9 ـ 3 علاقات الإشباع ـ الارتفاع Saturation-height relationships

الإشباع (saturation) هو نسبة طور مائع واحد في منظومة المسام إلى كمية المائع الكلّية. في البداية تكون مسام التركيب مملوءة بالماء. عند هجرة النفط إلى التركيب يزيح الماء نحو الأسفل، ويبدأ بالمجازات المسامية الأوسع، حيث يحتاج لضغوط أخفض ليحني السطح الفاصل بين النفط والماء بما يكفي لدخول النفط إلى المجازات المسامية. مع استمرار عملية التراكم، يزداد فرق الضغط بين طوري النفط والغاز فوق مستوى الماء الحر، بسبب فرق الكثافة بين المائعين. بينما يحدث هذا، تبدأ المجازات المسامية الأضيق بالامتلاء بالنفط، وتكون المجازات المسامية الأصغر هي الأخيرة الامتلاء. وعندما لا يبقى ماء قابل الإزاحة، يصبح الخزّان في حالة إشباع بالماء غير قابل للإرجاع (irreducible water saturation).

يتألف الخزّان من مسام متعددة المقاييس، ويمكن مقارنته بمنظومة من الأنابيب الشعرية مختلفة الأقطار، كما يظهر في الشكل (6 ـ 31). يحدد المجاز الشعري الأضيق المستوى الذي يبقى فوقه فقط الماء غير القابل للإرجاع (المقرون أو الفطري connate)(*). يقع الإشباع بالماء غير قابل للإرجاع النمطي في المجال 10 ـ 40٪. يحدد المجاز الشعري الأوسع المستوى الذي يبقى تحته الإشباع بالماء 100٪، هذا هو تماس النفط مع الماء. يوجد بين النقطتين تغيّر تدريجي بالإشباع بالماء، وتدعى هذه الفسحة بالنطاق الانتقالي (transition zone). يعتمد ارتفاع النطاق الانتقالي على توزع قياسات المسام، لكن يمكن أن يكون عدداً كبيراً من عشرات الأمتار. عند أخذ عيّنات ضغط بواسطة فاحص ضغط الخزّان لبناء مخطّط ضغط ـ عمق، يستحسن قياس الضغوط خارج النطاق الانتقالي، حيث تكون التدرجات ممثلة حقاً لمائع مفرد، بدلاً من مزيج من مائعين (نفط وماء مثلاً).

(*) الماء الفطري أو المقرون هو الماء المتزامن مع مرحلة التكوين.

يمكن أن يكون لتغيّر الإشباع مع الارتفاع فوق مستوى الماء الحر، تأثير كبير في حجم الهيدروكربون. لذلك من المهم نمذجة هذا التغيير رياضياً بدقة لتقدير حجم الهيدروكربون الصحيح في الخزّان. إن تابع الإشباع ـ الارتفاع هو التعبير الرياضي المستخدم لنمذجة هذا التغيّر، ويُعَاير باستخدام معطيات التسجيل البئري واختبارات تحليل خاصة للعيّنة اللبابية ((Special Core Analysis (SCAL))، التي ستناقش بتوسع في الفقرة (6 ـ 3 ـ 2).



الشكل (6 ـ 31): **الإشباع ـ الارتفاع مع الشَعْريات.**

6 ـ 3 **جمع المعطيات** Data gathering

مدخل والتطبيق التجاري: جمع المعطيات هو النشاط الذي يزود الجيولوجي والمهندس بالمعلومات اللازمة لتقدير حجم الخزّان، ومحتواه من المائع، وإنتاجيته وإمكانية تطويره. لا يجري جمع المعطيات في مرحلة التقييم وتخطيط التطوير من دورة حياة الحقل فقط، بل يستمر طوال حياة الحقل. ستركز هذه الفقرة على جمع المعطيات لتخطيط تطوير الحقل، وسيناقش جمع المعطيات لإدارة الحقل خلال فترة الإنتاج في الفصل (السادس عشر).

إن الحصول على معطيات الخزّان الساكنة والديناميكية في حينها، أمر حاسم للوصول بخيارات التطوير والإنتاج إلى الوضع الأمثل. تُمَكّن معطيات الخزّان من وصف المائع وتقدير كميته ووصف خصائص الصخور. تحدد كمية المعطيات المتوفرة ودقتها مجال الشك المتعلق بالتقديرات التي يقوم بها مهندس تحت السطح.

6 ـ 3 ـ 1 **تصنيف الطرائق** Classification of methods

إن الطرائق الأساسية في جمع المعطيات هي الطرائق المباشرة، التي تسمح بالمعاينة البصرية أو على الأقل قياس الخصائص المباشر، والطرائق غير المباشرة حيث نستنتج معاملات الخزّان من عدد من القياسات المأخوذة في البئر. تلخص التقنيات الرئيسية المتوفرة ضمن هذه الأنواع في الجدول التالي:

الطرائق المباشرة	الطرائق غير المباشرة
جمع اللباب	تسجيلات بئرية سلكية
أخذ عيّنات جدارية ((Side Wall Sampling (SWS)	التسجيل البئري أثناء الحفر
التسجيل البئري للطَفلِة	التسجيلات السيسمية
قياس ضغط التشكّل	
أخذ عيّنات من المائع	

ستبحث هذه الفقرة في التشكّل وجمع المعطيات قبل إنتاج كميات كبيرة من المائع، أي وصف كيفية أخذ العيّنات الساكنة من الخزّان. يقدم جمع المعطيات قبل الإنتاج معلومات حاسمة، تستخدم للتخمين بسلوك الخزّان تحت الشروط الديناميكية. بدون هذه المعطيات الأساسية، لا يمكن إجراء أية محاكاة ذات فائدة للخزّان. الفائدة الرئيسية الأخرى من جمع المعطيات في حالات الخزّان الأولية هي كون الضغط وتوزيع المائع في توازن، لأن هذه الحالة تنتفي حالما يبدأ الإنتاج. لذلك، لا يتعقد جمع المعطيات في الحالات الأولية بأي توزع للضغط أو إعادة توزع المائع، ويقدم فرصة فريدة لوصف الحالة قبل الإنتاج.

6 ـ 3 ـ 2 **جمع اللباب وتحليلها** Coring and core analysis

من المرغوب فيه، لفهم تركيب صخور الخزّان والسدود المحكمة ضمن الخزّان ومنظومة مسام الخزّان، الحصول على عيّنة لبابية غير مشوشة مستمرة. تستخدم العيّنات اللبابية كذلك لتعيين الخصائص الفيزيائية للصخر بالقياسات المباشرة بالمختبر. وتسمح بوصف البيئات الترسيبية (depositional environments)، والملامح الرسوبية وتاريخ النشأة اللاحقة للتتابع.

يمكن في مرحلة ما قبل التطوير، استخدام العيّنات اللبابية لاختبار توافقية (compatibility) الموائع المحقونة في التشكّل، للتخمين باستقرار البئر تحت

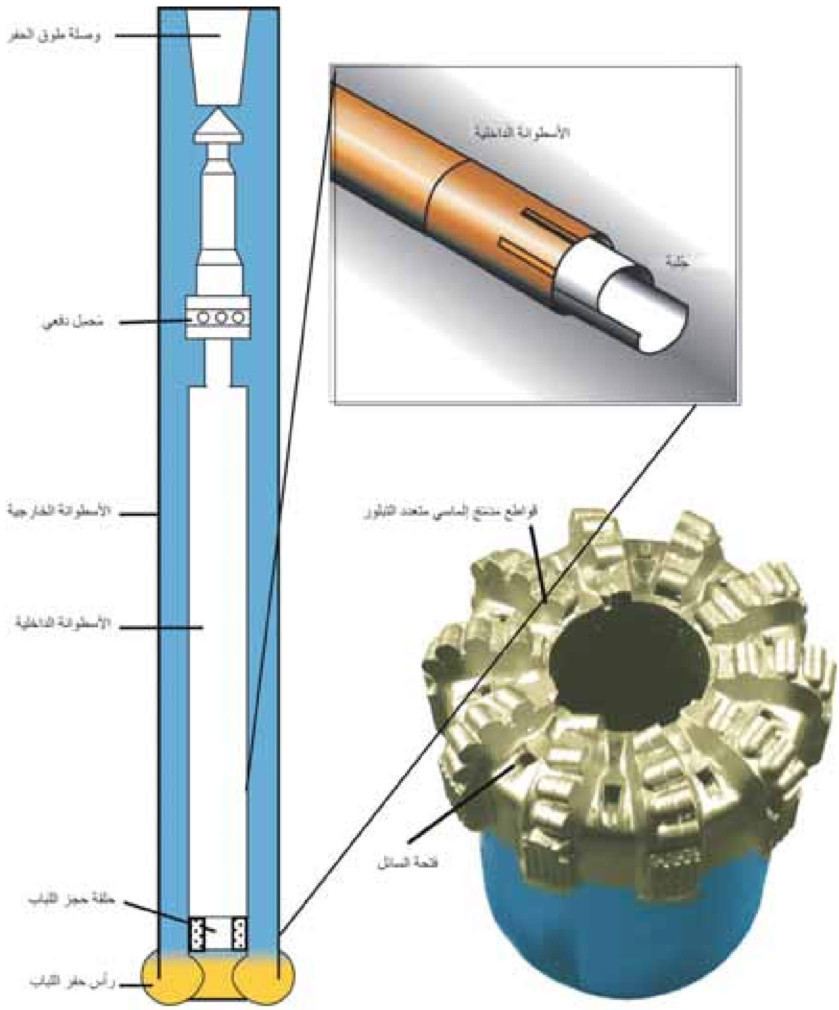
شروط الحفر العديدة ولإنجاز احتمال إخفاق التشكّل وإنتاج الرمل.

ينجز أخذ العيّنات بين عمليات الحفر. حالما يحدد التشكّل المطلوب أخذ عيّنة منه على سجل الطَفلِة، يخرج جهاز الحفر من البئر. يدخل من أجل أخذ العيّنة، جهاز خاص يتضمن رأس حفر اللباب وأسطوانة جمع اللباب (الشكل 6 ـ 32).

خلافاً لرأس الحفر العادي الذي يفتت التشكّل إلى قطع صغيرة، يمكن تصور رأس الحفر كأسطوانة مجوفة مع ترتيب لقواطع (cutters) على الناحية الخارجية. هذه تحفر أخدوداً دائرياً في التشكّل. تبقى أسطوانة سليمة من الصخر داخل الأخدود وتدخل إلى أسطوانة اللباب (core barrel) الداخلية مع تقدم عملية الحفر. في النهاية تفصل العيّنة اللبابية وتمنع من السقوط من الأسطوانة، بينما ترفع إلى السطح بواسطة أصابع فولاذية أو «مقابض (catchers)». يتغيّر قطر العيّنة اللبابية من 3 إلى 7 أنش، وطولها عادة 30 قدماً. مع ذلك، ففي ظروف بئر/تشكّل مناسبة قد تنجز مقاطع أطول.

إذا أخذت عيّنة تقليدية، تسترد من الأسطوانة على أرضية منصّة الحفر، ثم تقطع إلى مقاطع وتوضع بأقفاص. يمكن القيام بوصف ليتولوجي في هذه المرحلة. لمنع جفاف العيّنات اللبابية وهروب الهيدروكربون الخفيف، تغلف بعض المقاطع بإحكام وتطلى بالشمع الحار ورقائق الألمنيوم.

من المألوف إدخال جُلبة (sleeve) من الزجاج الليفي أو الألمنيوم في الأسطوانة الفولاذية الداخلية، وتسترد العيّنة اللبابية ضمن الجُلبة. وعلى السطح يحقن الفراغ (الحلقي) بين الجُلبة الداخلية والعيّنة بمادة خاملة مثبتة التي «تتجمد» لتثبت العيّنة في المكان. تقطع العيّنة إلى مقاطع (نمطياً، بطول 1 متر)، ثم ترسل إلى المختبر. إن التعامل مع العيّنات عملية دقيقة، ومن الضروري تقليل التغيّرات أو الأذى للعيّنة أو الموائع المحتواة إلى الحد الأدنى. سيؤدي أي تغيير في خصائص العيّنة الأولية من خلال تغيير منرالوجية (mineralogy) غضار التشكّل، أو توضع الفلزات أو تبخر موائع المسام إلى أخطاء في القياسات البتروفيزيائية (petrophysical). إضافة إلى ذلك، قد يجعل الأذى الميكانيكي العيّنة غير صالحة لأهداف الاختبار. طبقت في السنوات العشر الماضية تحسينات تكنولوجية وإجرائية لتخفيف الاحتكاك، وتقليل غزو الموائع الراشحة، والحفاظ على الموائع والمحافظة على سلامة الصخر.



الشكل (6 ـ 32): **مُجمع جهاز اعتيان اللباب ورأس حفر اللباب (بإذن من** Security DBS abd Corepro).

يتم لاحقاً إجراء تسجيلات بواسطة أجهزة السبر البئري للجزء الذي أخذت منه العيّنات اللبابية (انظر الفقرة 6 ـ 3 ـ 4). حال الوصول إلى المختبر تقاس أشعة غاما للعيّنة نفسها، وهكذا تتمّ معايرة سجلات السبر البئري مع معطيات العيّنة. إضافة إلى ذلك، إذا كانت العيّنة ما زالت في الجُلبة يجرى تصوير طبقي محوسب (CT scan) (مسح بأشعة إكس) لكامل العيّنة لتحديد المواقع الأفضل لأخذ العيّنات وتقطيع اللباب.

إضافة إلى التقييم الجيولوجي على مقياس عياني (macroscopic) ومجهري (microscopic) تقطع أقراص (plugs) (أسطوانات بقطر 3 سم وطول 5 سم) من العيّنة اللبابية، عادة بمسافة فاصلة حوالى 30 سم. يجرى تحليل العيّنة اللبابية على هذه الأقراص.

يتضمن تحليل العيّنة اللبابية الروتيني (routine core analysis) لهذه الأقراص:

- المسامية
- النفوذية الأفقية الهوائية
- الإشباع بالمائع
- كثافة الحبيبات

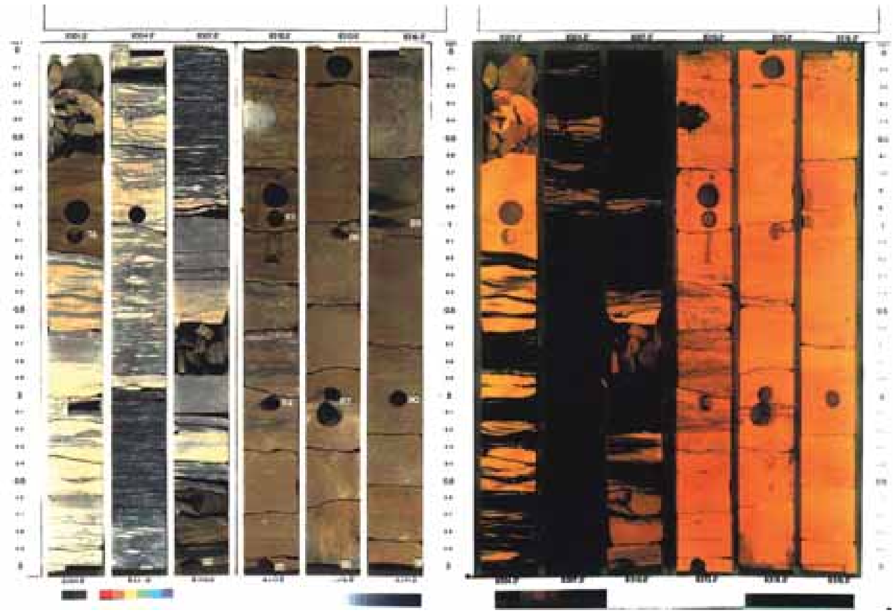
يتضمن اختبار تحاليل اللباب الخاصة القياسات التالية:

- اختبارات كهربائية (السمنتة وأدلة الإشباع)
- النفوذية النسبية
- الضغط الشعري
- اختبارات المتانة

وأخيراً، تقسم العيّنة (ثلث: ثلثين) على كامل طولها (تقسم إلى شرائح) وتصور بالضوء العادي أو فوق البنفسجي (يظهر الضوء فوق البنفسجي الهيدروكربون غير المرئي بالضوء العادي)، كما يظهر في الشكل (6 ـ 33).

إن عامل الكلفة الرئيسي لاعتيان اللباب هو وقت الحفّار المستهلك لكامل العملية وليس التحريات المخبرية اللاحقة. إن تحليل العيّنة معقد، وقد يتضمن مختبرات مختلفة. وقد يستغرق عدة أشهر قبل الحصول على النتائج الأخيرة. نتيجة للتكاليف العالية نسبياً والزمن الاستهلالي (lead time) لتقييم بعض العيّنات اللبابية، تطبق التقنية على فواصل مختارة في عدد من الآبار المحفورة. لذلك، من المهم جداً بذل الجهود للوصول باستعادة العيّنة والحفاظ على سلامتها إلى الحد الأقصى، بحيث يمكن استخدام كافة قطع العيّنة اللبابية.

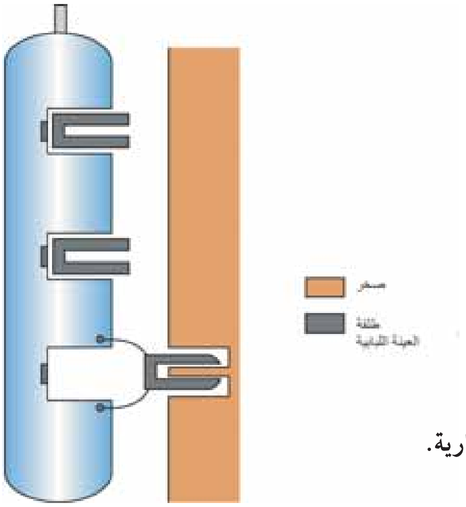
إن التسجيل البئري للطَفلِة هو تقنية أخرى مباشرة مهمة في جمع المعطيات. تسجل باستمرار وتحلل كافة المجلوبات إلى السطح (فتات الحفر ومستويات الغاز) ومعدل الاختراق، لتعيين طبيعة التشكّل والمحتوى المائع.



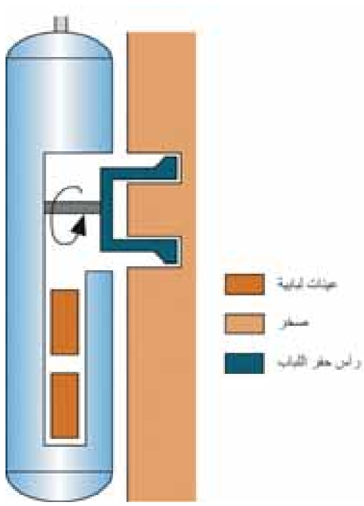
الشكل (6 ـ 33): صورة عيّنة لبابية (يسار=بالضوء العادي، يمين= بالضوء فوق البنفسجي).

6 ـ 3 ـ 3 **أخذ العيّنات الجدارية** Sidewall sampling

يمكن استخدام أداة أخذ العيّنات الجدارية (SWS) للحصول على أقراص صغيرة (بقطر 2 سم، وطول 5 سم، وأحياناً أقل) من جدار البئر مباشرة. تنزلق الأداة على سلك بعد حفر البئر وإنجاز التسجيل البئري. تطلق 20 ـ 30 طلقة (bullet) من كل مسَوق (gun) (الشكل 6 ـ 34) على أعماق مختلفة. تدخل الطلقة المجوفة في التشكّل وتحجز عيّنة صخرية بداخل الأسطوانة الفولاذية. عند سحب الأداة نحو الأعلى تسحب الأسلاك المتصلة بالمسَوق الطلقة والعيّنة الصخرية من جدار البئر.



الشكل (6 ـ 34): مسَوق أخذ العيّنات الجدارية.



الشكل (6 ـ 35): أداة حفر العيّنة اللبابية الجدارية.

تعتبر العيّنات الجدارية مفيدة في الحصول على الدلائل المباشرة على الهيدروكربون (تحت الضوء فوق البنفسجي) والتمييز بين النفط والغاز. تطبق التقنية بكثافة للحصول على عيّنات المستحاثات المجهرية (microfossils) والأبواغ (pollen) من أجل التحليل الستراتغرافي (stratigraphic analysis) (تحديد العمر (dating)، والترابط (correlation)، و(البيئة الترسيبية). يمكن إجراء معاينة كيفية للمسامية، لكن في كثير من الأحيان تؤدي عملية أخذ العيّنة

إلى تحطيم عنيف للعيّنة، مما يحجب المسامية والنفوذية الحقيقية.

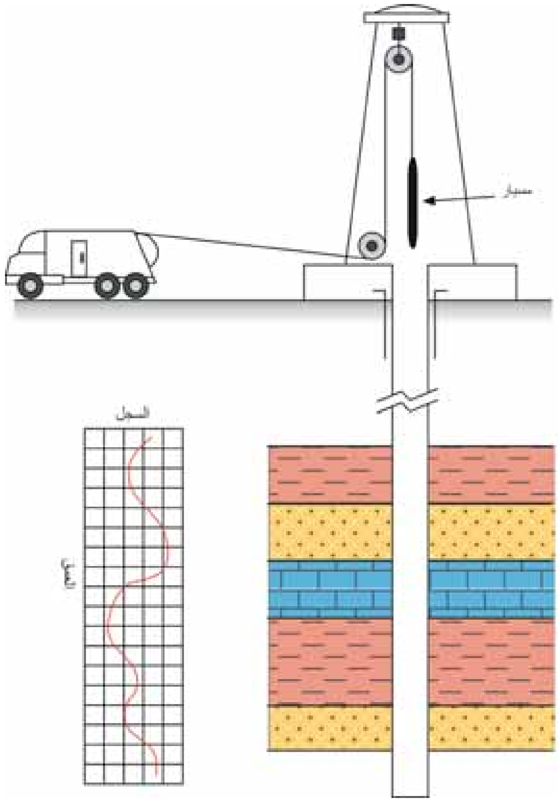
تم في السنوات الأخيرة تطوير أداة سلكية جديدة تحفر فعلياً قرصاً من جدار البئر. تم بتطبيق أخذ العيّنة اللبابية الجدارية (sidewall coring) تخفيف الأذى الرئيسي الحاصل من مسَوق أخذ العيّنة الجدارية SWS، خاصة تحطيم العيّنة. يمكن قطع حتى 20 عيّنة منفردة وتخزينها في وعاء داخل الأداة.

6 ـ 3 ـ 4 **التسجيل البئري السلكي** Wireline logging

تمثل السجلات السلكية مصدراً رئيسياً للمعطيات لعلماء الأرض (geoscientists) والمهندسين الذين يبحثون في التشكّلات الصخرية تحت السطحية. تستخدم أدوات التسجيل البئري للبحث في نوعية صخور الخزّان، والهيدروكربون والصخور الأم في الآبار الاستكشافية، للمساعدة في التقدير الحجمي والنمذجة الجيولوجية/الجيوفيزيائية خلال التقييم والتطوير الحقلي، وتقديم وسيلة لمراقبة توزع الهيدروكربون المتبقي خلال فترة الإنتاج.

يعتبر الحصول على معطيات التسجيل لبئر غير مبطنة (openhole log data) استثماراً كبيراً لشركات النفط والغاز. تمثل نشاطات التسجيل البئري 5 إلى 15٪ من الكلفة الكلّية للبئر. لذلك من المهم التأكد بأن كلفة الحصول على المعطيات مبررة بقيمة المعلومات الناتجة، وبأن المعلومات استخدمت بعد ذلك بشكل فعّال.

يمكن تقسيم الآبار بشكل عام إلى مجموعتين بناء على كيفية ترتيب تنفيذ عمليات التسجيل البئري: آبار المعلومات (information wells) وآبار التطوير. تحفر الآبار الاستكشافية والتقييمية من أجل الحصول على المعلومات، والفشل في الحصول على معطيات السجل البئري يعرض للخطر أهداف البئر. تحفر الأبار التطويرية بشكل رئيسي كأقنية إنتاج وحقن، وبينما يكون جمع المعلومات هدفاً ثانوياً مهماً، يجب أن يبقى، عادة، تابعاً بالنسبة إلى اعتبارات سلامة البئر. هذا يعني، من الناحية العملية، بأن عمليات التسجيل البئري سوف تختصر في آبار التطوير إذا ساءت أحوال البئر. يجب أن لا نستبعد الحصول على مزيد من المعطيات، إذ تبقى قائمة خيارات التسجيل البئري عبر البطانة (logging through casing).



الشكل (6 ـ 36): مبدأ التسجيل البئري السلكي.

يمثل الشكل (6 ـ 36) الترتيب الأساسي لعملية التسجيل البئري السلكي. يدلى مسبار (sonde) إلى قاع البئر بعد إخراج سلسلة الحفر (drill string). يتصل المسبار بواسطة كبل كهربائي معزول ومقوى برافعة موجودة على السطح. يُلَف الكبل ويسحب نحو الأعلى بسرعة 600 متر/ساعة بينما يسجل المسبار بشكل متواصل خصائص التشكّل مثل إشعاع غاما الطبيعي، مقاومية التشكّل الكهربائية أو كثافة التشكّل. ترسل المعطيات المسجلة عبر الكبل وتسجل وتعالج بوحدة معالجة معقدة موجودة على السطح. توضع هذه الوحدة أثناء المسح البحري في حجرة في السفينة، بينما توضع على اليابسة في شاحنة. حالياً، تحمل برمجيات التسجيل والمعالجة الهامة في الحاسوب الشخصي لمهندس التسجيل البئري. يمكن مراقبة تسجيل المعطيات في الوقت الحقيقي بواسطة الزبون من خلال موقع إنترنت آمن. يمكن في بعض الحالات، تشغيل

أدوات الخبير ومعالجتها عن بعد بواسطة خبراء في المركز الرئيسي لشركة التسجيل البئري.

يوجد تشكّلة واسعة من أدوات التسجيل البئري، وستغطي الفقرة (6 ـ 4) فقط تلك التي تُمَكّن من تقييم معاملات الخزّان الأساسية، تحديداً سماكة الخزّان الصافية، والليثولوجيا، والمسامية والإشباع بالهيدروكربون.

العامل المعقد أثناء استحواذ المعطيات البئرية هو تلوث التشكّل المقاس براشح الطَفلِة (mud filtrate)، التي ستناقش بالتفصيل في نهاية الفقرة (6 ـ 4). يدخل راشح الطَفلِة أثناء عملية الحفر بدرجات مختلفة في التشكّل حديث الاختراق. ففي التشكّل عالي النفوذية، تدخل في البداية كميات كبيرة من المائع إلى المسام. نتيجة ذلك تتجمع صُفيحات (platelets) الغضار المعلقة في الطَفلِة بسرعة حول جدار البئر. يُصَفي التشكّل بشكل فعّال المائع النافذ مشكّلاً كعكة طينية حول جدار البئر، التي بدورها تمنع المزيد من النفاذ. في تشكّل أقل نفوذية، تستغرق هذه العملية وقتاً أطول، لذا فالنفاذ يكون عميقاً في التشكّل.

في السنوات الأخيرة، أصبح هناك زيادة كبيرة في حجم المعطيات التي يمكن الحصول عليها وإرسالها بواسطة التسجيل البئري السلكي. تاريخياً، أمكن لأداة تسجيل بئري توليد منحني أو اثنين، ويمكن تشغيل أداتين أو أكثر مرتبطة مع بعضها البعض بسلك واحد لتوليد سلسلة من المنحنيات من جولة واحدة. قاد التقدم التكنولوجي وقدرة تكنولوجيا المعلومات لتطوير أدوات معقدة تسجل عدداً كبيراً من المعطيات في أية نقطة بدلاً من قيمة واحدة. تجرى معالجة رياضية والأداة في قاع البئر أو على السطح بهدف تحويل المعطيات العديدة إلى مجموعة من المنحنيات لاستخدامها في فروع الدراسة تحت السطحية. يعطي الجدول التالي ملخّصاً للأنواع السائدة للأدوات السلكية التي تستخدم حالياً.

يوجد عدة سيئات مرتبطة بالتسجيل البئري السلكي. لقد ذكرنا سابقاً نفاذ الطَفلِة. قد تستمر بعض أعمال التسجيل البئري عدة أيام، مع ازدياد وقت فتح فوهة البئر، تسوء نوعية المعطيات المحصَّل عليها واستقرار البئر. التسجيل البئري السلكي مكلف أيضاً، فيما يتعلق بتكاليف الخدمة المطلوبة من شركة التسجيل البئري، وفيما يتعلق بزمن الحفّار. لذلك من المرغوب به قياس

خصائص التشكّل بينما يجري الحفر. لا يلغي هذا عوائق عمليات التسجيل البئري السلكي فقط، لكن توفر معطيات الزمن الحقيقي يسمح باتخاذ القرارات العملياتية، مثلاً، اختيار فترات الإنهاء، أو تغيير المسار في وقت مبكر جداً.

الجهاز العام	أمثلة الأدوات	نوع القياس	التطبيق
غاما	سجل طيفي لـ GR, NGT	إشعاع غاما الطبيعي	تركيب صخري، ترابط
الكمون الذاتي SP	SP	الكمون الذاتي	تركيب صخري، نفوذية (مؤشر)
الكثافة	LDL, ZDL, SDL	الكثافة الحجمية	مسامية، تركيب صخري
نيوترون	CN, CNL, DSN	قرينة الهيدروجين	تركيب صخري، مسامية، مؤشر للغاز
صوتي	BHC, XMAC, DSI	زمن المسير، نوع الموجة الصوتية	مسامية، معايرة سيسمية
المقاومية	DLL, HRLA, HDLL	مقاومة التشكّل الكهربائية	إشباع، مؤشر نفوذية
التحريض	ILD, AIT, HILT, HDIL, HRAI	التيار الكهربائي المتحرض	إشباع (OBMs)
تصوير	FMI, STAR, CBIL, EI, OBMI, CAST	المقاومية أو صورة صوتية مجزأة	ترسيب، تحليل شق/فالق
الطنين النووي المغنطيسي	MRIL, MREX, CMR	طنين نووي مغنطيسي	مسامية، نفوذية، إشباع
فاحص التشكّل	ضغط RFT, MDT, RCI	ضغط المسام	أنواع المائع، والضغوط وحدود التماس

6 ـ 3 ـ 5 التسجيل البئري/ القياس أثناء الحفر Logging/measurements while drilling (LWD/MWD)

أدخلت تقنية القياس أثناء الحفر للمرة الأولى في الثمانينيات من القرن الماضي من قبل شركات الحفر، وكانت في البداية محصورة باسترداد المدخلات عن المسح الاتجاهي ثم سجلات إشعاع غاما الطبيعي. أُتبعت هذه التطويرات بسرعة بأدوات تسجيل بئري أثناء الحفر (Logging While Drilling (LWD)) مدمجة في طوق الحفر (Drill Collars (DCs)). حالياً، تطور التسجيل

البئري أثناء الحفر إلى درجة يمكن معها استبدال كل أدوات التسجيل البئري السلكي التقليدية بأدوات تسجيل بئري أثناء الحفر معادلة. اعتبرت تقنية التسجيل البئري أثناء الحفر في البداية أقل شأناً من التسجيل السلكي. مع ذلك، نتج من دمج شركات التسجيل السلكي وشركات الحفر تحول ـ تقني في التسجيل والحفر (R&D) قاد إلى تحسن كبير في نوعية التسجيل البئري أثناء الحفر. يعادل استعمال الصناعة للتعابير بين التسجيل البئري أثناء الحفر (LWD) والقياس أثناء الحفر (MWD). التعبير الأكثر ملائمة لأجهزة اليوم المعقدة هو تقييم التشكّل أثناء الحفر ((Formation Evalution While Drilling (FEWD)).

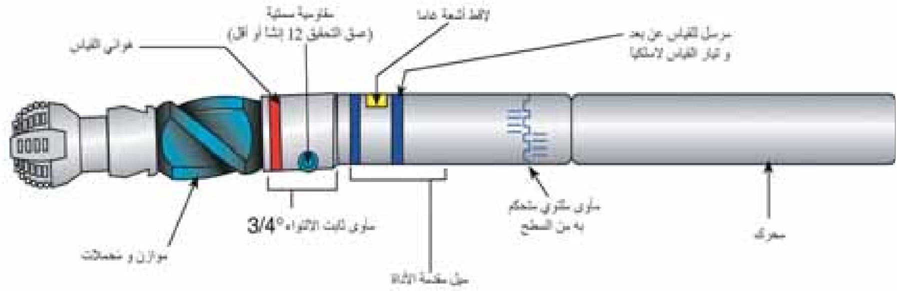
ربما كان المحرّض الأكبر لتطور هذه الأدوات هو تكاثر الآبار عالية ـ الزاوية التي تصعب بها المسوح المنحرف، وتستحيل بها خدمات التسجيل البئري السلكي (بدون استخدام نوع من منظومة نقل أنبوبي)، حيث يقلل التسجيل البئري أثناء الحفر الأذى للتشكّل بتقليل زمن تعرض فتح البئر.

مع أن التمكين من خيارات الانحراف والتسجيل في الآبار عالية ـ الزاوية هي فائدة كبيرة، لكن الفائدة الأعظم المقدّمة من تقنية التسجيل البئري أثناء الحفر، في الآبار التقليدية أو عالية ـ الزاوية، هي في الحصول على معطيات الزمن الحقيقي على السطح (real time data). تستغل معظم تطبيقات التسجيل البئري أثناء الحفر، المعتبرة معيارية الآن، بطريقة ما هذه الميزة، وتشمل:

- الزمن الحقيقي للترابط لالتقاط العيّنات اللبابية وتحديد نقاط التبطين.
- الزمن الحقيقي لكشف فرط الضغط في الآبار الاستكشافية.
- الزمن الحقيقي للتسجيل البئري لتقليل المقاطع «غير المرغوب بها» إلى الحد الأدنى (التوجيه الجيولوجي).
- الزمن الحقيقي لتقييم التشكّل لتسهيل قرارات «إيقاف الحفر».

مع أن مجالاً واسعاً من خدمات التسجيل البئري أثناء الحفر متوفرة، لكن ليست جميعها مطلوبة في كل حالة، لكن مجموعة التسجيل البئري أثناء الحفر الكاملة التي تحتوي على حساسات التوجيه وتسجيل خصائص التشكّل تستخدم أقل بكثير من توليفة حساسات غاما/ مقاومية/ توجيه. يظهر في الشكل (6 ـ 37) مثال عن صورة لأداة تسجيل بئري أثناء الحفر.

تحتوي كل أدوات التسجيل البئري أثناء الحفر على مزود للطاقة ومنظومة إرسال معطيات، غالباً موحدة في طوق مدمج ـ وحيد الهدف -one purpose) built collar) يكون عادة فوق حساسات القياس، كما في الشكل (6 ـ 38) (أداة متعددة الضم صنع بيكر ـ هيوز).



الشكل (6 ـ 37): أداة التوجيه الجيولوجي مع التسجيل البئري LWD أثناء الحفر من شركة شلمبرجيه.

قد يكون إرسال المعطيات من الحساسات إلى ذاكرة ضمن مجموعة قاع البئر أو من الحساسات إلى السطح. يتم الأخير عن طريق إرسال نبضة طَفلية عن بعد (mud pulse telemetry)، وهي طريقة ترسل بها المعطيات من الأداة في الزمن الحقيقي، أي فور الحصول على المعطيات. ترحل نبضات الضغط الموجبة والسالبة المولدة في الطَفلِة في قاع البئر عبر الطَفلِة (ضمن أنبوب الحفر) إلى السطح وتلتقط بواسطة محول طاقة (transducer) ضغط في مجرى التدفق. تتولد نبضات الضغط الموجبة بتمديد مكبس في فوهة صمّام الخنق (choke orifice)، مانعة الضغط بشكل لحظي (كما يظهر في أعلى الشكل 6 ـ 38)، وهي عملية تتكرر لتوليد سلسلة معطيات ثنائية (binary data string). تتولد نبضات الضغط السالبة بفتح صمّام جانبي (bypass valve) وطرد الطَفلِة إلى الحلقة، خافضة ضغط أنبوب الحفر بشكل لحظي.

إن معدل إرسال المعطيات هو دالة لتردد النبضة ومعدل الاختراق. تحصل الحساسات (sensors) على عيّنات المعطيات وترسلها بفواصل زمنية ثابتة، ولذلك يكون معدل أخذ العيّنات بالقدم هو دالّة لمعدل الاختراق. تسمح

الأدوات الحالية أخذ العيّنات في الزمن الحقيقي، ويماثل معدل الإرسال طبيعة أدوات التسجيل السلكية، طالما أن معدل الاختراق لا يتجاوز 100 قدم/ ساعة. إذا تقدم الحفر بشكل أسرع أو حدث تغيّر كبير في معدل الاختراق، قد يتطلب إعادة أخذ العيّنات بالعمق بشكل مقابل الفواصل الزمنية.



الشكل (6 ـ 38) : **أداة التسجيل البئري بنتاكومبو** (Pentacombo) **صنع بيكر ـ هيوز.**

إن كمية المعطيات التي يمكن إرسالها في الزمن الحقيقي محدودة وتركز نحو الاستجابات المستخدمة في التوجيه الجيولوجي وقرارات الحفر الأخرى. يخزن طقم كامل من المعطيات في الذاكرة في قاع البئر، وتستعاد عند إخراج الأداة إلى السطح.

تزود الطاقة الكهربائية لأدوات التسجيل البئري أثناء الحفر إما من بطاريات تعمل في تجمع قاع البئر أو من مردد (alternator) مرتبط بعنفة (turbine) في مجرى الطَفلِة.

أما فيما يتعلق بنوعية معطيات التسجيل واستجابة الأداة، فيمكن أن تكون أدوات التسجيل البئري أثناء الحفر وتقييم التسجيل أثناء الحفر بنفس جودة تلك المماثلة في التسجيل السلكي. مع ذلك فالقضية الكبرى عند المقارنة بين التقنيتين هي التحكم بالعمق (depth control). يقاس العمق السلكي على السطح بواسطة دولاب لف أمام أسطوانة الكبل، ويسجل طول الكبل الذي أنزل. يقاس عمق التسجيل البئري أثناء الحفر كـ «عمق الحفّارين (drillers depth)» حيث

يسجل الحفّار طول أنبوب الحفر الذي أنزل في البئر. يمكن أن تختلف أطوال الأنابيب الفردية، كما أن سجل الأنبوب (pipe tally) (سجل طول الأنبوب) ليس دقيقاً دوماً. إضافة إلى ذلك، قد يتغيّر طول الأنبوب الفعلي في بئر طويلة بناء على كمية الانضغاط أو الشد في الحبل. في الحالات التي قورنت بها سجلات التسجيل البئري أثناء الحفر والتسجيل السلكي، يمكن أن يكون فرق العمق عدة أمتار. تصمم حالياً شركات التسجيل البئري أثناء الحفر برمجيات ضبط العمق للتغلب على هذه المشكلة.

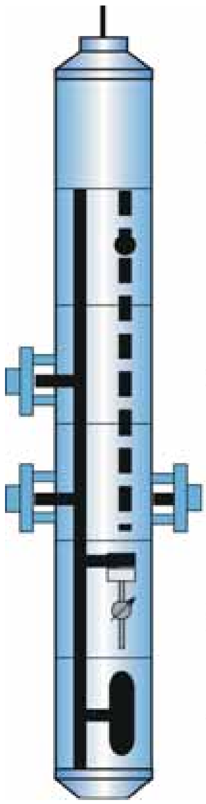
6 ـ 3 ـ 6 **قياسات الضغط وأخذ عيّنات المائع** Pressure measurements and fluid sampling

الهدف الشائع من برنامج جمع المعطيات هو الحصول على عيّنات المائع. إن تركيب النفط والغاز والماء المفصل مطلوب إلى درجة ما، تقريباً بكل نظام له علاقة بتطوير الحقل وإنتاجه.

إحدى طرائق أخذ عيّنات مائع خزّان وقياس ضغوط التشكّل في ظروف الخزّان وفي بئر غير مبطنة باستخدام أداة قياس ضغط المائع باستخدام فاحص ضغط الخزّان السلكي. يزود عدد من شركات التسجيل البئري السلكي مثل هذه الأداة تحت أسماء مثل فاحص التشكّل المتكرر ((Repeat Formation Tester (RFT) وفاحص التشكّل المتعدد ((Formation Multitester (FMT)، تدعى كذلك لأنها قادرة على أخذ سلسلة من عيّنات الضغط في نفس جولة التسجيل. تدعى النسخ الحديثة من الأداة الفاحص الديناميكي المعدّل ((Modular Dynamic Tester (MDT) (أداة شلمبرجيه)، الظاهرة في الشكل (6 ـ 39) أو جهاز توصيف الخزّان (Reservoir Characterization Instrument (RCI)). تتضمن تقنية التسجيل البئري أثناء الحفر/تقييم التشكّل أثناء الحفر أدوات قياس ضغط المائع وحرارته.

توضع الأداة مقابل التشكّل الهدف وتستند إلى جدار البئر بِحَشْوَتَي تقوية أو بواسطة ثلاثة مجسات (تعتمد الصورة المستخدمة على متطلبات الفحص) تَسوق المجسات عبر كعكة الطَفلِة إلى التشكّل. يتم تخفيض الضغط في أحد المجسات وتتمّ ملاحظة انخفاض الضغط في المجسين الآخرين. سيُمَكّن هذا من تقدير النفوذية الشاقولية والأفقية، وبالتالي إشارة إلى لا تجانس الخزّان، وكذلك تسجيل ضغط المسام. بدلاً من ذلك، يمكن أخذ عيّنات من المائع. في

هذه الحالة، تحدد أداة مقاومية مدمجة متى يدخل مائع التشكّل (هيدروكربون أو ماء التشكّل) الذي لم يتلوث بالطَفلِة، إلى جهاز العيّنة. يمكن إعادة التدفق نحو مسام البئر حتى يتدفق المائع المطلوب فقط، وهكذا يتم التزود بمائع غير ملوث بالطَفلِة. يمكن التحكم بخفض الضغط من السطح، معززاً فرصة إحداث تدفق أحادي الطور بالحفاظ على خفض الضغط فوق نقطة التفقع.



الشكل (6 ـ 39): أداة الفحص الديناميكي المعدّل لقياس النفوذية (النضح).

يمكن تكرار قياس الضغط وإجراءات أخذ عيّنات المائع على أعماق عديدة في الخزّان.

في بعض الحالات، عندما تغزو موائع الحفر نطاقاً منخفض النفوذية جداً، يمكن أن يأخذ تعادل الضغط في التشكّل وقتاً طويلاً. يجب أن يقترب الضغط المسجل بواسطة الأداة من ضغط الطَفلِة وأعلى بكثير من ضغط التشكّل الحقيقي.

يدعى هذا التلقيم المفرط (supercharging). تشير الضغوط مفرطة التلقيم إلى تشكّل متراص، لكن ليست مفيدة في إنجاز تدرج ضغط المائع الحقيقي.

نوقش استخدام معطيات هذه الضغوط على أعماق متعددة لتعيين تدرجات المائع وسطوح التماس في الفقرة (6 ـ 2 ـ 8).

6 ـ 4 **تفسير المعطيات** Data interpretation

مقدّمة والتطبيق التجاري: تبحث هذا الفقرة في الطرائق الرئيسية المستخدمة لتحويل معطيات البئر الخام إلى معلومات مفيدة ـ معلومات لوصف الخزّان. يتجمع حجم هائل من المعطيات من الحفر والتسجيل البئري لبئر نمطية. يتطلب جمع المعطيات وتخزينها استثماراً ضخماً، لكن إن لم تعالج وتقدم بشكل مناسب لن تدرك القيمة الكامنة. يمكن أن يكون وصف خزّان أمراً بسيطاً فيما لو كان متوضعاً كغطاء سميك من الرمل، لكنه يصبح متزايد التعقيد حيث يوجد الهيدروكربون فيه، مثلاً، توضعات مصبات الأنهار (estuarine) أو الأرصفة. مع ذلك، وفي كل الحالات، هنالك قضيتان رئيسيتان يجب حلهما: أولاً، كم يحتوي الخزّان من النفط (الهيدروكربون في المكان الأول HCIIP)، وثانياً، كم من النفط يمكن استعادته (الاستعادة النهائية UR). هنالك عدد من الطرق لتعيين هذه الحجوم (سوف تشرح في الفصل السابع)، لكن المعاملات الفيزيائية الأساسية لوصف الخزّان تبقى نفسها:

- سماكة الخزّان الصافية.
- المسامية.
- الإشباع بالهيدروكربون.
- النفوذية.

يجب تحويل المعطيات الخام في كلّ دورة من حياة الحقل إلى معلومات مفيدة، لكن حتى يكون للمعلومات قيمة يجب أن تؤثر في اتخاذ القرار والربحية.

6 ـ 4 ـ 1 **ترابط البئر** Well correlation

يستخدم ترابط البئر لإنجاز وتصور الامتداد الجانبي وتغيّر معاملات البئر. لإجراء ترابط البئر نقسم التتابع الهدف إلى وحدات ليثولوجية (lithologic units)

ثم نتتبع تلك الوحدات أو المعادل لها جانبياً ضمن المنطقة المهتمين بها. كما رأينا سابقاً، تتحكم جيولوجية الخزّان وخاصة البيئة الترسيبية، إلى درجة ما بمعاملاته مثل نسبة الصافي إلى الإجمالي (N/G) والمسامية والنفوذية. . . إلخ.

هكذا، نستطيع بواسطة الترابط إنجاز التوجهات الجانبية والشاقولية لتلك المعاملات ضمن التشكّل بأكمله. يُمَكننا هذا من حساب حجوم الهيدروكربون في أجزاء مختلفة من الحقل، والتخمين بمعدلات الإنتاج والتحديد الأمثل لمواقع آبار التقييم والإنتاج. يستخدم عادة نوع وحيد من سجلات معطيات البئر لإنجاز الترابط. يحتاج أي تفسير ذي معنى إلى دعم من قبل المعطيات الباليونتولوجية (palaeontological data) (المستحاثات الدقيقة) والمعطيات البالينولوجية (palynological data) (غبار طلع النباتات). إن السجلات الأكثر استخداماً في الترابط هي أشعة غاما GR، والكثافة، والصوتية، والميل (dipmeter) وأدوات تصوير البئر. للعمل بمقياس تفصيلي، يجب معايرة هذه المنحنيات مع معطيات اللباب، كما هو موصوف أسفله.

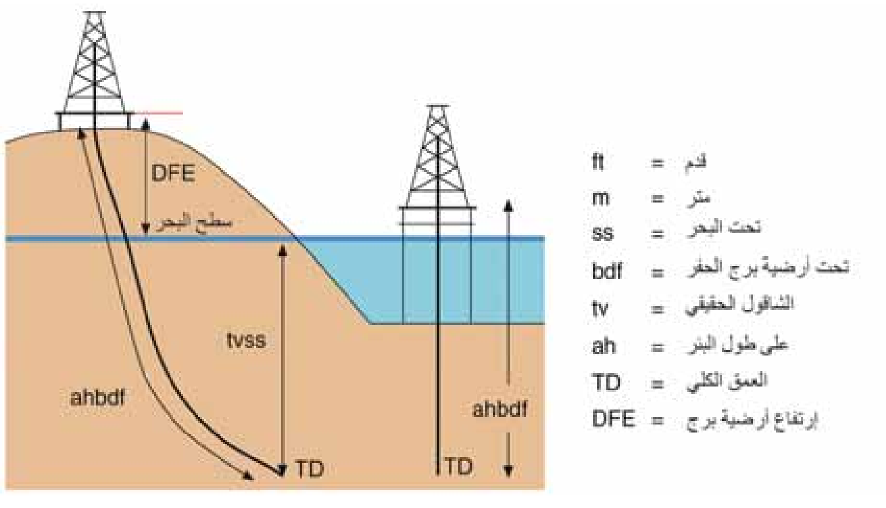
للعمل بمقياس أكبر، مثلاً بسياق إقليمي، تساعد الستراتغرافيا السيسمية بإنجاز ترابط موثوق. تطبق بجمعها مع مفهوم ستراتغرافية التتابع (sequence stratigraphy). أدخلت هذه التقنية في البداية من قبل بحوث إكسون (Exxon Research)، ومنذ ذلك الوقت تم تحسينها، مع التسليم بأن تغيّرات مستوى البحر العالمي يولّد عدم توافق يمكن أن يستخدم لتقسيم السجل الستراتغرافي (stratigraphic record). يعدل عدم توافق (unconformity) هذا بالمزيد من التغيّرات المحلية (نسبي) في مستوى البحر نتيجة الحركات التكتونية (tectonic movements) المحلية، والمناخ، والوقع الناتج من تزايد الرسوبيات. إن الثغرات الستراتغرافية الأكثر أهمية والمستخدمة في ستراتغرافية التتابع هي:

- تراجع سطوح الحت (erosion surfaces)، الناتجة من انخفاض سطح البحر.
- تقدم سطوح الحت، الناتجة من ارتفاع سطح البحر.
- سطوح الطوفان الأعظمي في أوقات المستوى «الأعلى» للبحر.

يؤثر مستوى البحر النسبي في كثير من البيئات الترسيبية الضحلة والشاطئية.

تكامل ستراتغرافية التتابع المعلومات الملتقطة من السيسمية، واللباب، والسجلات البئرية وأحياناً من التكشفات (exposures). في كثير من الحالات، ساهمت في زيادة فهم هندسة الخزّان وتغاير خواصه وحسنت الترابط بين وحدات الجريان المستقلة. برهن التتابع الستراتغرافي كذلك على أداة قوية للتخمين بوجود الخزّانات وتوزعها الإقليمي. على سبيل المثال، قد تشير سطوح التراجع البحري الضحلة إلى وجود مناطق العكر بقرب منطقة بحرية عميقة.

عند التحضير لترابط حقلي واسع «نظرة سريعة»، يجب تصحيح جميع السجلات البئرية بالنسبة إلى ميل البئر. يتم هذا بشكل روتيني ببرمجيات تستخدم العمق المقاس ((Measured Depth (MD)) تحت أرضية برج الحفر (على طول عمق البئر «تحت أرضية برج الحفر» «AlongHole depth» Below Derick)) Floor (AHBDF)) أو (MD)) والمسح الاتجاهي المكتسب لحساب العمق الشاقولي الحقيقي تحت البحر ((True Vertical Depth SubSee (TVSS)). هذه هي المسافة الشاقولية لنقطة تحت سطح مرجع شائع، على سبيل المثال، مرجع المخطّط ((Chart Datum (CD)) أو متوسط سطح البحر. يعطي الشكل (6 ـ 40) العلاقة بين قياسات العمق المختلفة.

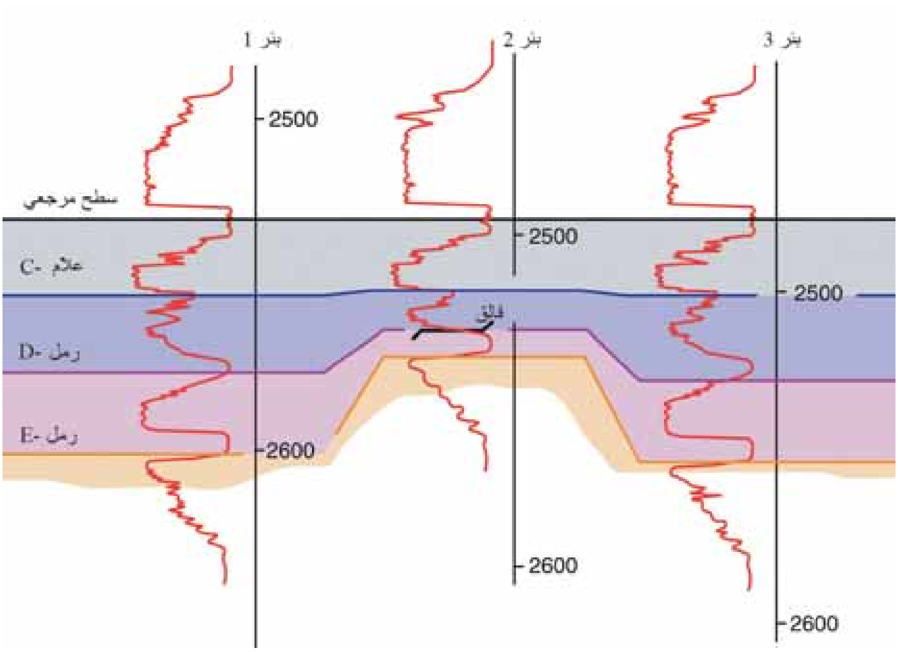


الشكل (6 ـ 40): قياسات العمق المستخدمة.

لبدء عملية الترابط، نأخذ مجموعة من السجلات ونختار مستوًى مرجعياً (datum plane). هذه علامة يمكن تتبعها عبر كل نقاط المعطيات (ثلاثة آبار في

مثال الشكل 6 ـ 41). يُمكن أن تكون طبقة طين صفحي مستمرة مستوى مرجعياً جيداً، لأنه يمكننا أن نفترض بأنها شكلت «سطحاً فيضياً (flooding surface)» غطى مساحة واسعة. لأن الطين الصفحي تَوضَع منخفض الطاقة، ويمكننا أن نفترض بأنه توضّع أفقي بشكل كبير، مغطّياً الرسوبيات تحته ومشكّلاً سطحاً مرجعاً حقيقياً.

فيما بعد، نضع جميع السجلات على خط مستقيم على المستوى المرجع، الذي أصبح الآن خطاً مستقيماً أفقياً. لاحظ أنه بفعل ذلك نُهمل كل الحركات البنيوية (structural movements) التي تعرض لها التتابع.



الشكل (6 ـ 41): ترابط المستوى المرجعي.

يمكننا الآن أن نربط كل «الحوادث» الواقعة تحت أو فوق المستوى المرجع بمقارنة استجابة السجل (log response). في كثير من الحالات، يكون الترابط غامضاً. حيث يوجد خيارين أو أكثر ممكنة للترابط، يمكن حل المشكلة بالتحقق فيما إذا كان التفسير منسجماً مع النموذج الجيولوجي والتحقق من تماشيه مع المعطيات الأخرى. مثلاً، يمكن أن تكون هذه معطيات الضغط التي

ستشير فيما إذا كان أو لم يكن الرمل في الآبار المختلفة متصلاً. في الحالات التي يصعب إنجاز ترابط، قد يكون مفيداً إنجاز تمنطق باليونتولوجي (palaeontological zonation) مفصل.

إذا فُقِدَ الترابط، أي إذا لم يوجد تشابه بين أشكال سجلات بئرين (كما في البئر رقم 2 من مثالنا)، قد يكون ذلك لعدد من الأسباب:

- التصدع: تقاطعت البئر مع فالق وفقد جزء من التتابع.

قد يسبب التصدع أيضاً مضاعفة التشكّلات!

- عدم توافق: تعرضت أجزاء من التتابع للحت.

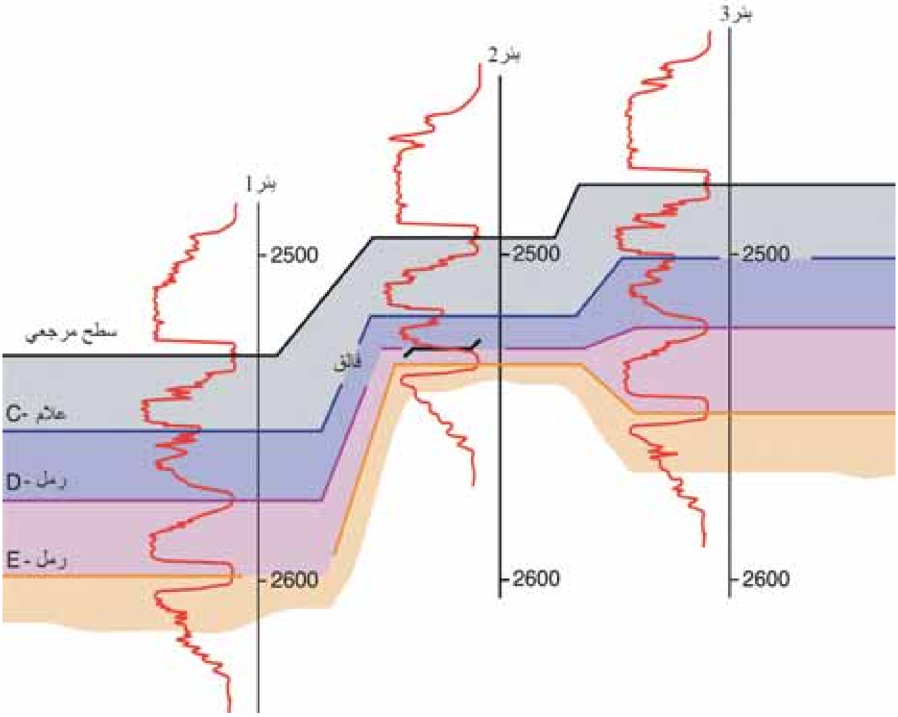
تحتاج هذه الحوادث إلى تسجيلها على لوحة الترابط. وفي حال الفوالق، يجب حساب سماكة الفقدان أو الانقطاع.

يجعل الترابط على لوحة ورقية أسهل إذا وضع سجل نوعي (type log) لتتابع نمطي وكامل للمنطقة. إذا توفر هذا السجل على ورقة شفافة، يمكن مقارنته، بسهولة، بالنسخة الورقية الموجودة تحته. إن السجلات النوعية سهلة التعامل معها أيضاً، إذا وجب توثيق تطوير الخزّان في تقارير أو عروض.

لجعل نتائج الترابط قابلة للتطبيق في عملية تطوير الحقل، فقد يُرغب بعرض الوحدات المترابطة في موقعها البنيوي الحقيقي. على سبيل المثال، إذا خُطط لحقن الماء في الحقل، يجب دخول الماء إلى البنية في أو تحت حد تماس النفط مع الماء، ثم يتحرك نحو الأعلى.

لذلك يجب أن تُظهر لوحة الترابط المرئية تطور الرمل بنفس الاتجاه. لذلك، يتم عرض كافة خطوط العلامات على اللوحة موصولة إلى عمقها الشاقولي الحقيقي تحت البحر TVSS (الشكل 6 ـ 42) ويدعى هذا ترابطاً بنيوياً (structural correlation).

إذا كان مناسباً، قد تحتوي لوحات الترابط معلومات إضافية مثل البيئات الترسيبية، المساميات والنفوذيات، الإشباع، الأوصاف الليتولوجية والمؤشّرات التي تم أخذ العيّنات اللبابية من فواصلها.

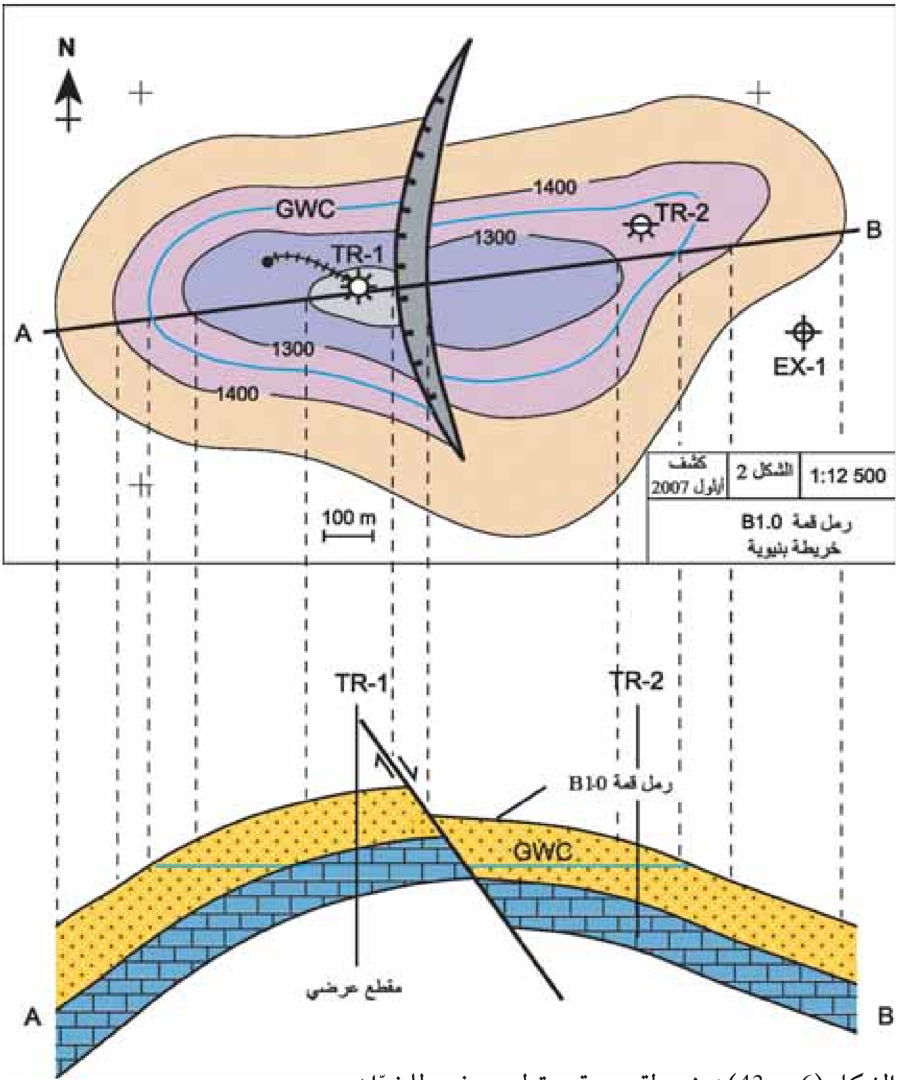


الشكل (6 ـ 42): ترابط بنيوي.

6 ـ 4 ـ 2 **الخرائط والمقاطع** Maps and sections

بعد جمع معطيات الخزّان وتقييم المعطيات ذات الصلة بالخزّان، من المستحسن عرض هذه المعطيات بطريقة تسمح برؤية سهلة لحالة ما تحت السطح. يمكن، بوجود محطّة عمل (workstation)، بسهولة توليد صورة ثلاثية الأبعاد للخزّان، تعرض تنوّعاً من المعاملات، مثلاً، سماكة الخزّان وإشباعه. يجب أن تكون كافة التحققات (realisations) متماشية مع النموذج الجيولوجي.

لدينا كافة الخرائط المستخدمة لتوجيه أنفسنا في منطقة على اليابسة. وبطريقة مماثلة تسمح لنا خريطة خزّان بإيجاد طريقنا عبر حقل نفط أو غاز إذا، مثلاً، أردنا تخطيط مسار بئر أو إذا أردنا رؤية أين تقع أفضل رمال. مع ذلك، تصف الخرائط سطح المنطقة فقط. للحصول على البعد الثالث، نحتاج إلى مقطع يقطع عبر السطح. هذا هو عمل المقطع العرضي (cross-section). يظهر الشكل (6 ـ 43) خريطة خزّان والمقطع العرضي الموافق.



الشكل (6 ـ 43): خريطة بنيوية ومقطع عرضي للخزّان.

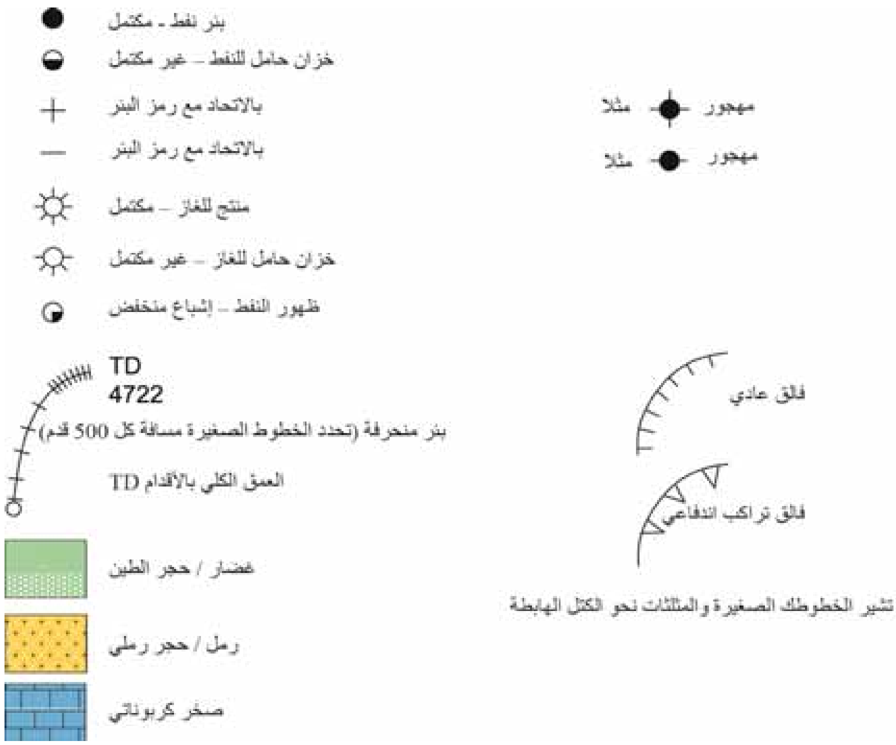
الخرائط البنيوية (structural maps) وخرائط نوعية الخزّان reservoir (quality maps) هي الخرائط الأكثر مرجعية في تطوير الخزّان. وعادة يتم تركيب مجموعة من الخرائط لكلّ وحدة صرف (drainage unit).

لبناء مقطع كالظاهر في الشكل (6 ـ 43)، هناك حاجة إلى وجود مجموعة من الخرائط (واحدة لكلّ مستوى).

تظهر الخرائط البنيوية قمة (وأحياناً قاعدة) سطح الخزّان تحت المستوى

المرجع. وقيم العمق هي دوماً العمق الشاقولي الحقيقي تحت سطح البحر. يمكن القول بأن خطوط تسوية خريطة بنيوية تقدم صورة لطبوغرافية ما تحت السطح. وتظهر شكل وامتداد التجمعات الهيدروكربونية، وتشير إلى ميل البنية واتجاهها. يعرف الميل (dip) بأنه الزاوية التي يصنعها مستوي مع الأفق، وهي عمودية على الاتجاه (strike) الذي يمر على طول المستوي.

المعلومات الأخرى التي يمكن الحصول عليها من مثل هذه الخرائط هي مواقع الفوالق ووضع الآبار ومواقعها، ومواقع حدود تماس المائع. يظهر الشكل (6 ـ 44) بعض رموز الخرائط الأكثر استخداماً. تستخدم الخرائط البنيوية في تخطيط نشاطات التطوير مثل المسارات/ الأهداف (trajectories/targets) وتقدير الاحتياطيات.



الشكل (6 ـ 44): الرموز المستخدمة في الخرائط والمقاطع تحت السطحية.

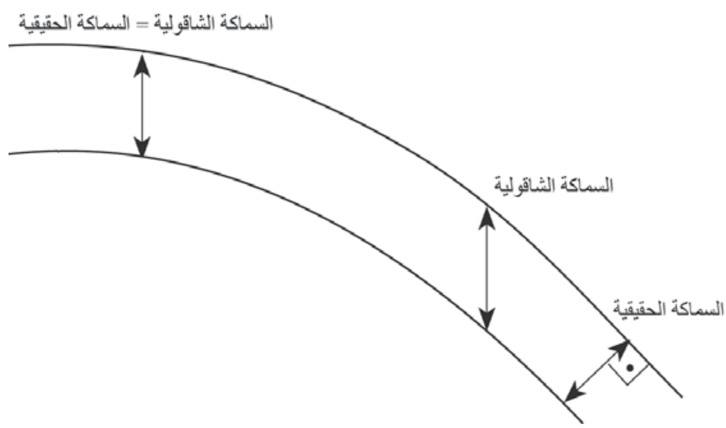
تستعمل خرائط نوعية الخزّان لتوضيح التوزع الجانبي لمعاملات الخزّان مثل الرمل الصافي، المسامية أو سماكة الخزّان. من المهم معرفة إذا كانت

قيم السماكة هي السماكة الشاقولية (isochore) أو السماكة الحقيقية (isopach) (انظر الشكل 6 ـ 45). السماكة الشاقولية مفيدة إذا رسمت خطوط تساوي الخصائص العائدة إلى عمود المائع، مثل الرمل النفطي الصافي (Net Oil Sand (NOS)). تستخدم خرائط السماكة الحقيقية للدراسات الترسيبية، مثلاً، لإظهار الترقق الجانبي لجسم رملي. في حالات الميل البنيوي المنخفض (< 12^{o})، تصبح السماكة الشاقولية هي نفسها السماكة الحقيقية.

بإضافة أو طرح خرائط المعامل (parameter maps) (انظر الشكل 7 ـ 3) يمكن الحصول على معلومات إضافية. فهي تظهر توجهات (trends) في المعاملات وتستخدم للوصول بتطوير الاحتياطيات وإدارتها إلى المستوى الأمثل.

نظراً إلى طبيعة معطيات تحت السطح، تكون الخرائط والمقاطع نماذج أو تقاريب من الحقيقة، وتحتوي دوماً على درجة من الشك (uncertainty). إن تخفيض هذا الشك هو أحد مهام علماء الجيولوجيا، وسوف يناقش في الفقرة (7 ـ 2) من الفصل السابع.

يمكن رسم الخرائط باليد أو ببرمجيات الرسم الحاسوبي. لقد أصبح الأخير معيارياً. مع ذلك، يجب الحذر لأن عملية رسم الخرائط تمثل النموذج الجيولوجي. قد تتطلب المناطق المعقدة جداً تداخلاً يدوياً للخرائط التي يمكن رقمنتها لاحقاً.

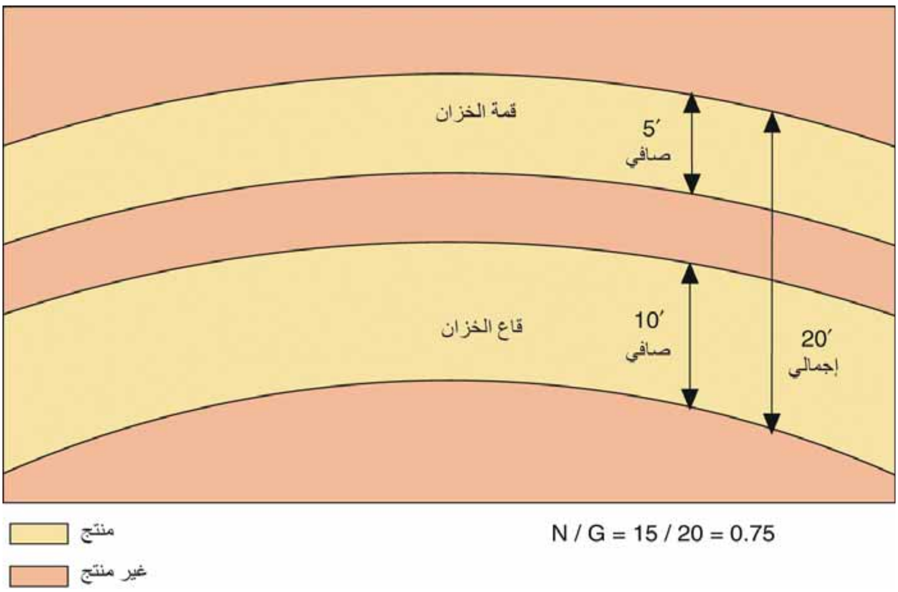


الشكل (6 ـ 45): السماكة الشاقولية والحقيقية.

6 ـ 4 ـ 3 **نسبة الصافي إلى الإجمالي** Net to gross ratio

يوجد في كل خزّانات النفط والغاز تقريباً طبقات لا تحتوي أو لن تنتج أية موائع. قد لا تحتوي هذه الطبقات على مسامية أو نفوذية محدودة وتعرف بشكل عام كفواصل «غير خازنة» «(non-reservoir intervals)». يطلق على سماكة صخر الخزّان المنتجة (الصافي (net)) ضمن السماكة الكلّية (الإجمالي (gross)) تعبير نسبة الصافي إلى الإجمالي (N/G).

الطريقة الأكثر شيوعاً في تحديد نسبة الصافي إلى الإجمالي باستخدام سجلات أشعة غاما السلكية. يمكن تمييز الطبقات غير المنتجة مثل الطين الصفحي عن التشكّل (غير الطيني) بقياس مستويات الإشعاع الطبيعي ومقارنتها على طول البئر. يحتوي الطين الصفحي على كميات صغيرة من المواد المشعة مثل الثوريوم والبوتاسيوم واليورانيوم التي لا توجد عادة في صخور خزّان نظيف، ولذلك تشير مستويات الإشعاع الطبيعي العالية إلى وجود الطين الصفحي، واستنتاجاً إلى طبقات التشكّل غير المنتجة (الشكل 6 ـ 46).

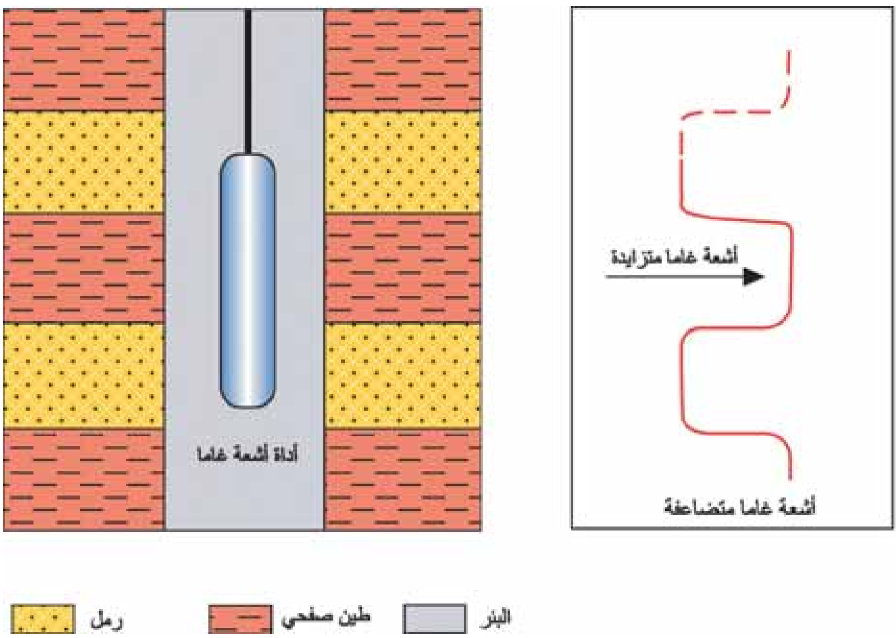


الشكل (6 ـ 46): **نسبة الصافي إلى الإجمالي.**

إذا تم تحديد «خط رمل (sand line)» (صفر٪ طين صفحي) و«خط طين صفحي» (100٪ طين صفحي) من سجل أشعة غاما، يمكن استخدام حد فاصل

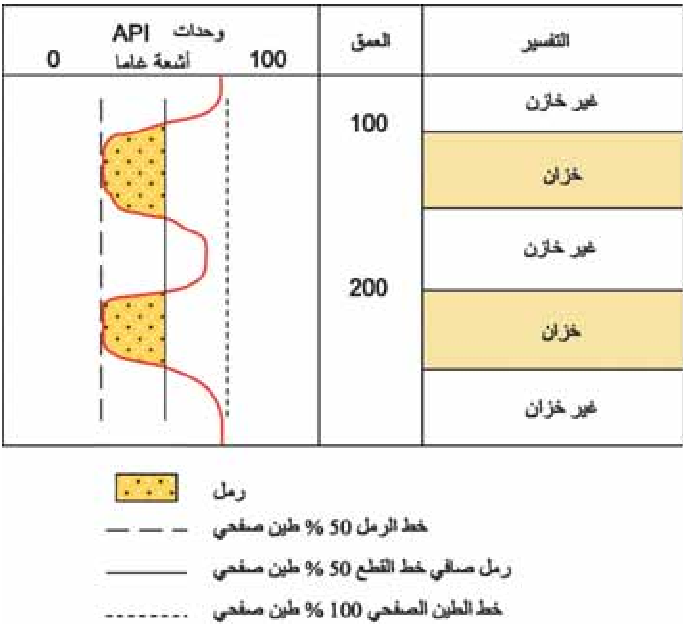
لـ 50٪ طين صفحي لتمييز الفواصل الخازنة من غير الخازنة. يستخدم أحياناً هذا النوع من الحد الفاصل لتقييم السجل الأولي ويقوم على فرض أن نفوذية الخزّان تدمر حالما يحتوى الصخر على أكثر من 50٪ من الطين الصفحي (الشكلان 6 ـ 47 و6 ـ 48).

تشمل السجلات المستخدمة لتحديد نسبة الصافي إلى الإجمالي سجل الكمون الذاتي ((Spontaneous Potential (SP)) والميكرولوغ (microlog)، التي تميز الفواصل النفوذة من غير النفوذة. يمكن إنجاز نسبة الصافي إلى الإجمالي في الصخور المعقدة جيولوجياً باستخدام توليفة من سجلي استجابة الكثافة (density log) والنيوترون (neutron log). يمكن أيضاً قياس نسبة الصافي إلى الإجمالي مباشرة من العيّنات اللبابية، إذا وجد تباين ظاهر بين الفواصل الخازنة وغير الخازنة، أو من قياسات النفوذية للعيّنات اللبابية، فيما إذا كانت تغطية العيّنات كافية. إن قياس العيّنات المباشر مهم في الصخور المرققة (laminated)، حيث طبقات الطين الصفحي والرمل فوقها رقيقة جداً، ولأنه يصعب حساب نسبة الصافي إلى الإجمالي من السجلات.



الشكل (6 ـ 47): سجل أشعة غاما.

إن نسبة الصافي إلى الإجمالي ليست ثابتة عادة عبر الخزّان وقد تتغيّر خلال مسافة قصيرة جداً من 1 (100٪ خازنة) إلى صفر (غير خازنة) في بعض البيئات الترسيبية. تتطلب الخزّانات منخفضة أو غير الممكن التوقع بنسبة الصافي إلى الإجمالي فيها عدداً كبيراً من الآبار للوصول إلى الاحتياطي، وبالتالي أكثر كلفة للتطوير.



الشكل (6 ـ 48): **تفسير سجل أشعة غاما.**

6 ـ 4 ـ 4 **المسامية** Porosity

يمكن قياس مسامية الخزّان مباشرة من العيّنات اللبابية أو بشكل غير مباشر من السجلات. مع ذلك، نظراً إلى أن توزيع العيّنات اللبابية غير كامل، أصبح التسجيل البئري هو الطريقة الشائعة الأكثر استخداماً، وتقارن النتائج بمسامية العيّنات اللبابية المقاسة عند توفر اللباب.

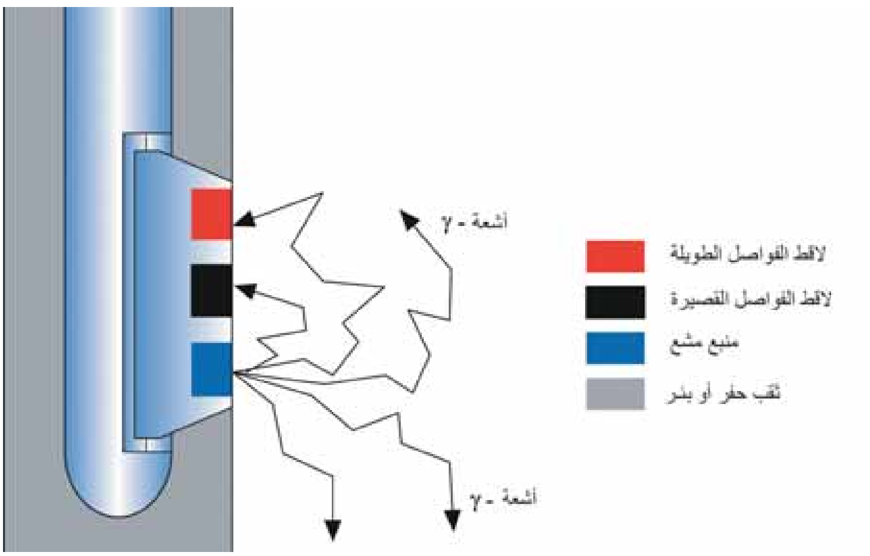
إن سجل كثافة التشكّل هو الأداة الرئيسية لقياس المسامية. فهو يقيس الكثافة الحجمية لحجم صغير من التشكّل أمام أداة التسجيل البئري (logging tool)، وهو مزيج من الفلزات والموائع. إذا كانت كثافات النسيج الصخري والمائع

معروفة، يمكن تحديد الحجوم النسبية للصخر والمائع (وبالتالي المسامية) (الشكل 6 ـ 49).

أداة الكثافة مصنوعة بحيث توجه أشعة غاما متوسطة ـ الطاقة من منبع مشع إلى التشكّل. تتفاعل هذه الأشعة مع التشكّل بعملية تدعى تبعثر أو استطارة كومتون (Compton scattering)، حيث تفقد أشعة غاما جزءاً من الطاقة في كل مرة تصطدم مع إلكترون. يتناسب عدد أشعة غاما الواصلة إلى اللاقط في الأداة عكساً مع عدد الإلكترونات (أو كثافة الإلكترونات) في التشكّل، المرتبط بالكثافة الحجمية للتشكّل. يدل تعداد أشعة غاما المنخفض على كثافة إلكترونات عالية (وحجم)، وبالتالي مسامية منخفضة.

إن الكثافة الحجمية المقاسة بأداة التسجيل البئري هي المتوسط الموزون لكثافات النسيج الصخري والمائع. بحيث يكون:

$$\rho_b = \rho_f \Phi + \rho_{ma}(1- \Phi)$$

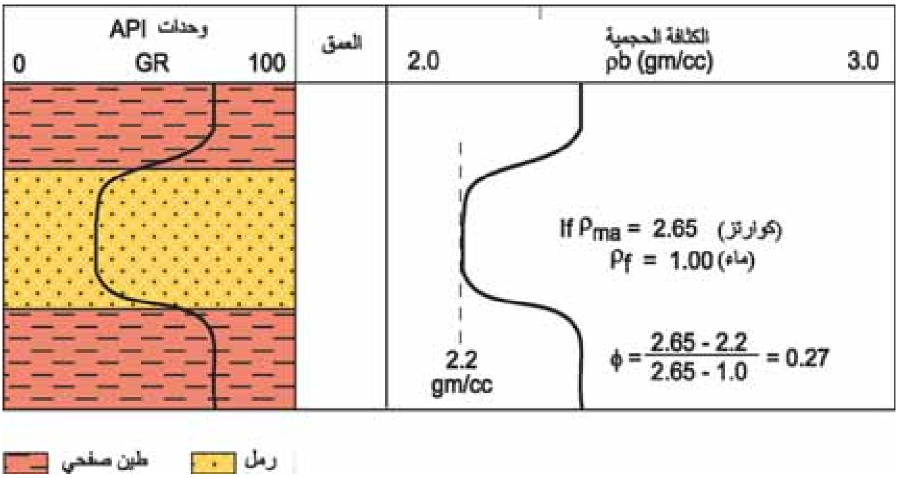


الشكل (6 ـ 49): **قياس كثافة التَشَكُّل** (Formation).

يمكن قراءة الكثافة الحجمية للتشكّل (ρ_b) مباشرة من سجل الكثافة (الشكل 6-50) وتوجد كثافة (النسيج ρ_{ma}) وكثافة المائع (ρ_f) في جداول

خاصة، بفرض أننا حددنا مسبقاً الليثولوجيا(*) (Lithology) والمحتوى المائع من قياسات أخرى. يمكن إعادة ترتيب المعادلة وحساب المسامية (Φ) كما يلي:

$$\emptyset = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$



الشكل (6 ـ 50): **حساب المسامية من سجل الكثافة.**

تشمل أدوات التسجيل البئري الأخرى التي يمكن استخدامها لتحديد المسامية هي النيوترون (neutron)، والصوتي (sonic)، والرنين النووي المغنطيسي (Nuclear Magnetic Resonance NMR)). يشبه تصميم أداة النيوترون تصميم أداة الكثافة ما عدا أنها تستخدم النيوترون بدلاً من أشعة غاما. تتباطأ النيوترونات أثناء مسيرها في التشكّل ويلتقط بعضها. من بين عناصر الخزّان الشائعة، لدى الهيدروجين قوة الإيقاف العظمى. يشير معدل تعداد العداد المنخفض إلى وجود عدد كبير من جزيئات الهيدروجين في التشكّل، وبما أن الهيدروجين موجود في الماء والنفط بكميات متماثلة، يعني مسامية عالية.

بما أن أداة النيوترون تستجيب للهيدروجين، يمكن استخدامها للتمييز بين الغاز والموائع (النفط والماء) في التشكّل. يحتوي حجم محدد من الغاز عدداً

(*) الليثولوجيا: علم وصف الصخور (العلم الذي يدرس الصفات الفيزيائية للصخور).

من جزيئات الهيدروجين أقل بكثير مما يحويه حجم مماثل من النفط أو الماء (تحت نفس الضغط)، ولذلك ستسجل المسامية النيوترونية (بفرض أن الأداة تبحث عن امتلاء التشكّل بالمائع) مسامية منخفضة. يشير، أحياناً، الانخفاض الظاهري الكبير في المسامية في المقطع العلوي من فاصل متجانس من الخزّان إلى الدخول إلى تشكّل حامل للغاز.

تقيس الأداة الصوتية الزمن اللازم لموجة صوتية للمرور عبر التشكّل. تنتشر الأمواج الصوتية في التشكّل عالي الكثافة (أي منخفض المسامية) بسرعة أكبر من التشكّل منخفض الكثافة (عالي المسامية). يمكن تحديد الكثافة بقياس زمن مسير الموجة الصوتية للرحيل بين المرسل والمستقبل، فيما إذا كان النسيج الصخري والمائع معروفين.

ترصف أداة الطنين النووي البروتوني بروتونات الهيدروجين ثم تقيس الزمن اللازم لتلاشي هذا التراصف. توجد بروتونات الهيدروجين في الخزّان بشكل رئيسي في المائع، إمّا في الماء أو الهيدروكربون في الفراغ المسامي. تتناسب سرعة التلاشي مع حجم المسام. لذلك لا تحدد أداة الطنين النووي البروتوني المسامية فقط، لكن تشير أيضاً إلى توزع حجوم المسام.

6 ـ 4 ـ 5 **الإشباع بالهيدروكربون** Hydrocarbon saturation

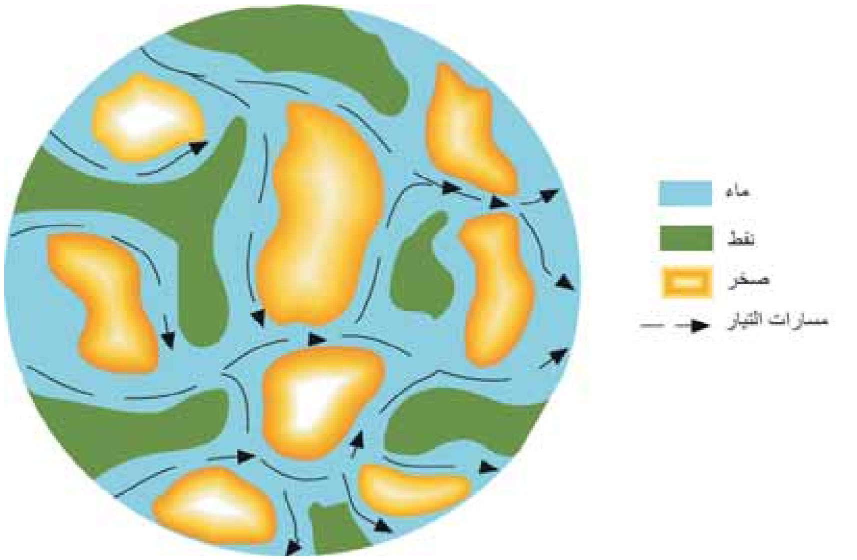
كل الخزّانات تقريباً كانت حاملة للماء قبل غزو الهيدروكربون. عند هجرة الهيدروكربون إلى المصيدة أزاح الماء من الخزّان، لكن ليس كلياً. بقي الماء محجوزاً في مجازات مسامية ضيقة وفي الفراغ المسامي. طوّر أرشي (Archie) في عام 1942، معادلة تصف العلاقة بين الناقلية الكهربائية لصخر الخزّان وخصائص منظومة المسام والمائع المسامي (الشكل 6 ـ 51).

وضعت العلاقة بناء على عدد من الملاحظات، **أولاً**، ذلك أن ناقلية (conductivity) (C_o) عيّنة تشكّل حامل للماء تعتمد بشكل أساسي على ناقلية ماء المسام (C_w) وتوزع المسامية (Φ) (لأن نسيج الصخر (rock matrix) لا ينقل الكهرباء) حيث إن:

$$C_o = \Phi^m C_w$$

توصف منظومة المسام بالحجم الجزئي للفراغ المسامي (المسامية الجزئية (fractional porosity))، وشكل الفراغ المسامي الممثل بـ m المعروفة

بأُس السمنتة (cementation exponent). يصف أس السمنتة تعقيد منظومة المسام، أي صعوبة إيجاد التيار الكهربائي لممر عبر الخزّان.



الشكل (6 ـ 51): مرور التيار الكهربائي عبر الخزّان.

ثانياً، يمكن ملاحظة أنه عند إزاحة الماء (غير ناقل) بواسطة النفط من منظومة المسام، تقل الناقلية (C_t) لعيّنة خزّان حامل للنفط. عندما يتناقص الإشباع بالماء (S_w) كذلك الناقلية الكهربائية (electrical conductivity) للعيّنة، بحيث إن:

$$C_t = S_w^n \emptyset^m C_w$$

يمكن اعتبار الحجم الجزئي للماء S_w وأس الإشباع (saturation exponent) n كتعبير عن الصعوبة المتزايدة التي يعانيها التيار الكهربائي بالمرور عبر عيّنة مملوءة جزئياً بالنفط. (ملاحظة: C_o هي حالة خاصة من C_t عندما تكون العيّنة حاملة كلياً للماء $C_o = C_t$).

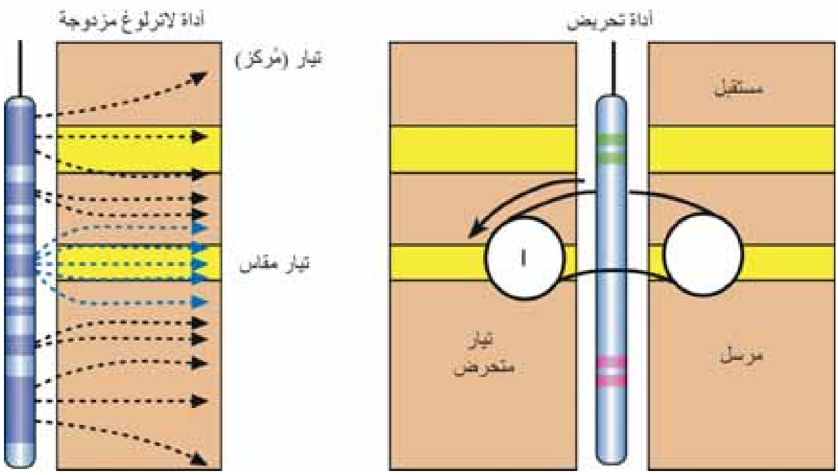
من الناحية العملية، كثيراً ما تستخدم أدوات التسجيل البئري لقياس مقاومية التشكّل (formation resistivity)، بدلاً من النفوذية، لذلك تحول المعادلة السابقة عادة إلى التعبير التالي: $R_t = S_w^{-n} \emptyset^{-m} R_w$

حيث R_t مقاومية التشكّل (أوم.متر)، S_w الإشباع بالماء (جزء)، المسامية (جزء)، (جزء)، R_w مقاومية الماء (water resistivity) (أوم.متر)، m أس السمنة و n أس الإشباع.

مقاومية التشكّل، تقاس باستخدام أداة تسجيل بئري، وتحدد المسامية من التسجيلات البئرية أو العيّنات اللبابية، ويمكن تحديد مقاومية الماء من التسجيلات البئرية في مقاطع مشبعة بالماء أو تقاس على عيّنات. في مجال واسع من الخزّانات، يمكن أن تؤخذ أسس الإشباع والسمنتة كـ $m = n = 2$ ما بقي مجهولاً هو الإشباع بالماء، ويمكن ترتيب المعادلة بحيث تصبح:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w}{\emptyset^m R_t}} = \quad S_h = 1 - S_w \text{ (جزء) والإشباع بالهيدروكربون}$$

إن الطريقة الأكثر شيوعاً لتحديد مقاومية التشكّل، وبالتالي تحديد الإشباع بالهيدروكربون هي التسجيل بأداة المقاومية مثل لاترلوغ (laterlog). صُمِّمَت الأداة بحيث تجبر التيار الكهربائي على المرور عبر التشكّل القريب من البئر وتسجيل فرق الكمون عبر الحجم المدروس. مع هذه المعلومات يمكن حساب مقاومية التشكّل وإخراج كل قدم كسجل مقاومية (الشكل 6 ـ 52).



الشكل (6 ـ 52): قياسات المقاومية باستخدام اللاترلوغ.

تحتاج أداة اللاترلوغ إلى بيئة ناقلة كهربائياً لتعمل. لذلك تستخدم مع

الطَفلِة نفطية الأساس أنواع أخرى من الأدوات. الأداة الأكثر شيوعاً هي أداة سجل التحريض (Induction log tool) التي تقوم على مبادئ اكتشاف الألغام. تحرض وشيعة إرسال تيارات في التشكّل وتقوم بدورها بتحريض تيار في وشيعة الاستقبال.

تستخدم معظم أدوات المقاومية في تقييم التشكّل أثناء الحفر مقاومية الأمواج الكهرومغنطيسية ((Electro-Magnetic (EM))، لأن الإشارة لا تتأثر بأطواق الحفر الفولاذية DCs. تكون الموجة الكهرومغنطيسية تابعاً للناقلية والمسافة. تملك الأداة لاقطين معروفي التباعد، لذا يمكن استنتاج الناقلية (عكس المقاومية). وجد حديثاً المزيد من أدوات المقاومية وهي أجهزة صفيفة (array devices)، تقيس المقاومية على مسافات مختلفة ضمن التشكّل. إضافة إلى ذلك، توجد أدوات تقيس المقاومية ثلاثية الأبعاد، وتستخدم في الصخور القاعية الرقيقة.

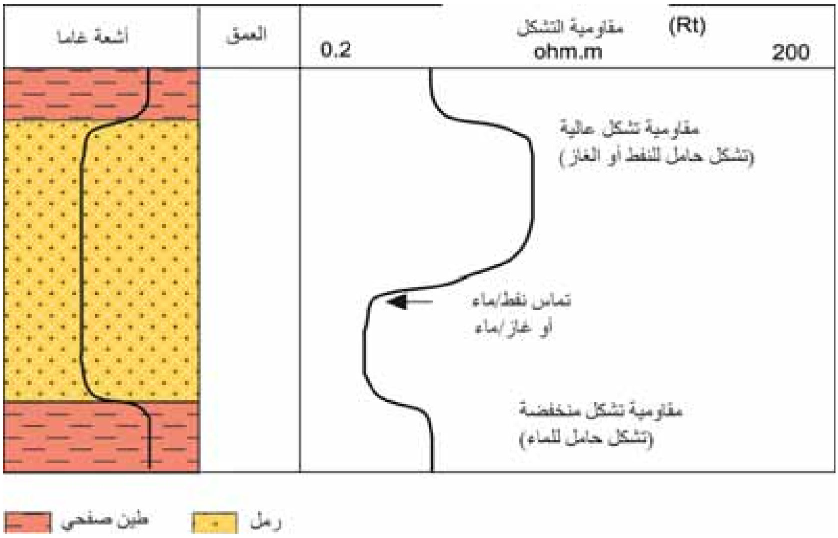
يمكن أيضاً استخدام سجل المقاومية في تعيين حدود التماس نفط ـ ماء أو غاز ـ ماء. يظهر الشكل (6 ـ 53) أنه يمكن تحديد تماس المائع كنقطة تبدأ بها المقاومية بالازدياد في فاصل (Interval) من الخزّان، وتشير إلى وجود الهيدروكربون فوق هذه النقطة.

6 ـ 4 ـ 6 **النفوذية (النضوحية)** Permeability

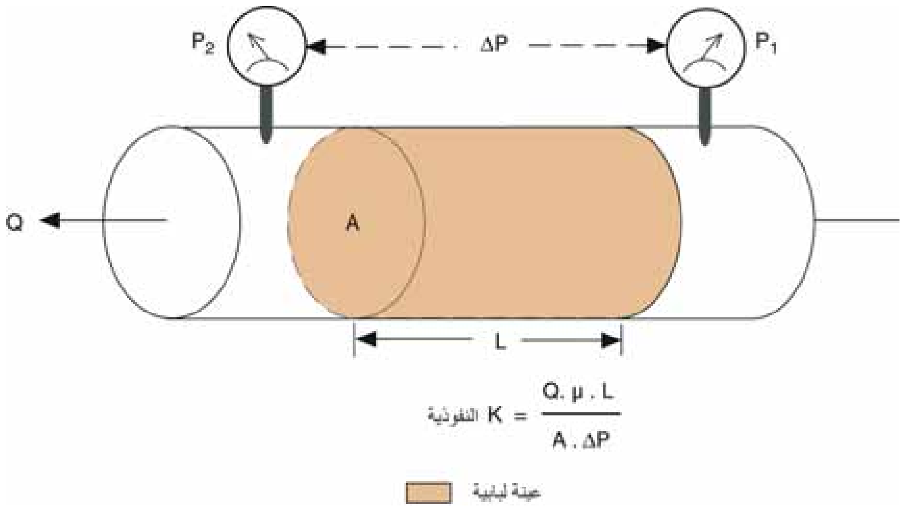
تستخدم كل المعاملات التي نوقشت سابقاً لحساب حجم الهيدروكربون في الخزّان. نفوذية التَشكُّل (formation permeability) هي قياس للسهولة التي يمكن للموائع أن تمر بها عبر الخزّان، لذا فالحاجة إليها لتقدير إنتاجية البئر، وإنجاز الخزّان والهيدروكربون القابل للاستعادة.

يمكن قياس نفوذية التشكّل حول البئر مباشرة من العيّنات اللبابية المأخوذة من الخزّان، أو من اختبار البئر (انظر الفقرة 10 ـ 4 من الفصل العاشر)، أو بشكل غير مباشر من السجلات (تقديراً).

للقياس المباشر من العيّنة اللبابية، توضع العيّنة ضمن حامل ويمرر غاز عبر العيّنة اللبابية. ينخفض الضغط عبر العيّنة اللبابية ويقاس معدل التدفق. يمكن حساب النفوذية، فيما إذا عرفت لزوجة الغاز (μ) وأبعاد العيّنة، باستخدام معادلة دارسي (Darcy Equation) الظاهرة في الشكل (6 ـ 54).



الشكل (6 ـ 53): سجل المقاومية للتشكّل.



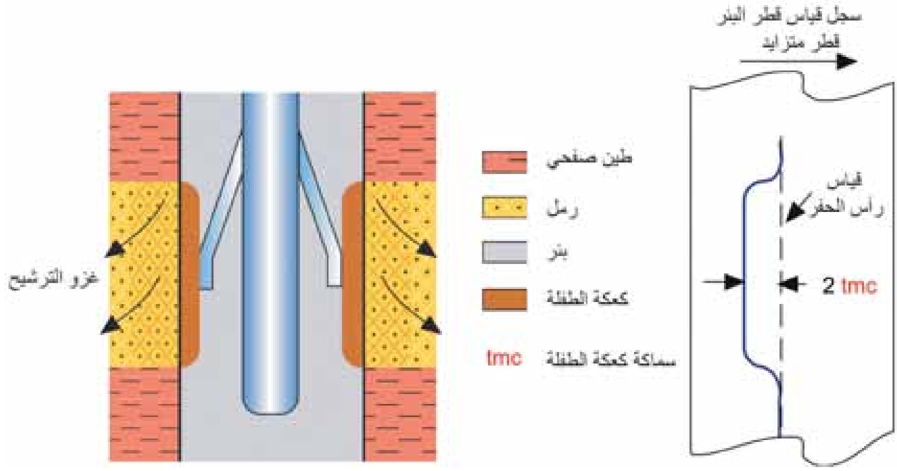
الشكل (6 ـ 54): قياس نفوذية العيّنة اللبابية.

تقاس النفوذيات على عيّنات لبابية صغيرة، لكن برغم كونها دقيقة قد لا تكون ممثلة للخزّان. يمكن أن يسمح أخذ متوسط عدد من العيّنات بإجراء مقارنة بنفوذيات اختبار البئر.

يمكن تمييز الفواصل النفوذة (permeable intervals) من عدد من قياسات

أداة التسجيل البئري. والأكثر شيوعاً منها هي أداة المسماك (قياس قطر البئر) (caliper tool). تستخدم أداة المسماك لقياس قطر البئر، في حفرة معيارية، وهو تابع لحجم رأس الحفر ولسماكة كعكة الطَفلِة. تتجمع كعكة الطَفلِة على المقاطع النفوذة من البئر، حيث غزا راشح الطَفلِة التشكّل والتصقت جوامد الطَفلِة (mud solids) (الحبيبات الكبير جداً بحيث لا تستطيع دخول منظومة مسام التشكّل)، على جدار البئر. لذا يدل وجود الطَفلِة على وجود النفوذية.

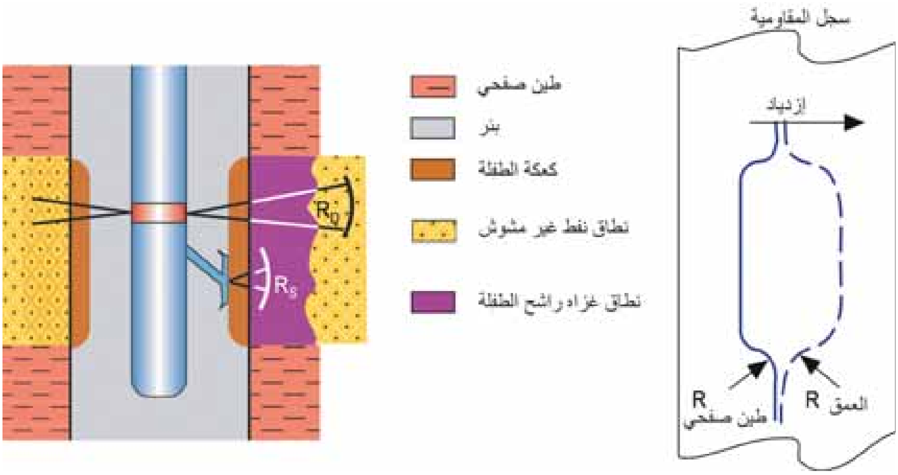
ينحصر غزو راشح الطَفلِة عادة إلى مدى عدة إنشات في التشكّل، وبعدها تمنع الكعكة مزيداً من فقدان الراشح. إذا استخدمت أدوات المقاومية مع تحريات مختلفة للعمق (في النطاقات التي تعرّضت للغزو والتي لم تتعرض للغزو) لحساب مقاومية التشكّل فوق نفس الفاصل الشاقولي، عندها يشير التباعد لمنحنيات السجل إلى غزو، وبالتالي النفوذية (الشكل 6 ـ 55 والشكل 6 ـ 56).



الشكل (6 ـ 55): قياس كعكة الطَفلِة.

تقدم أداة الطنين النووي المغنطيسي (NMR) (نوقشت في الفقرة 6 ـ 4 ـ 4) أفضل تقدير للنفوذية من أية أداة تسجيل بئري أخرى. يعتمد استرخاء (relaxation) التراصف المغنطيسي (magnetic alignment) لبروتونات الهيدروجين على حجم المسام. تشير إشارة الطنين النووي البروتوني إلى توزع حجم المسام التي تعالج باستخدام معادلة تجريبية وتحول إلى سجل نفوذية بفرض أن الخزّان

ذا النفوذية الصغيرة فيه نفوذية صغيرة. يعاير هذا القياس عادة مع قياسات اللباب.



الشكل (6 ـ 56): دلائل النفوذية من سجلات المقاومية.

6 ـ 4 ـ 7 **تفسير سريع** Quick look evaluation

باستخدام السجلات والعمليات الموصوفة في الفقرات (6 ـ 4 ـ 3) إلى (6 ـ 4 ـ 5)، يمكن إجراء تقييم سريع للخزّان من بئر منفرد.

يظهر في الشكل (6 ـ 57) مثال تفسير سريع باستخدام السجلات التي نوقشت حتى الآن.

1 ـ تحدد الليثولوجيا (رمل، طين صفحي، . . . .إلخ) من سجلات أشعة غاما/الصوتية. عندما تكون أشعة غاما عالية يشير «خط الطين الصفحي» إلى طين صفحي. وخلاف ذلك، تكون الليثولوجيا حجر رملي. تشير الطبقات عالية السرعة الصوتية (مظللة بالنقاط) إلى حجر رملي ذي إسمنت كالسيتي، وليس رملاً صافياً. سجلت السماكة الصافية في عمود النتائج.

2 ـ يقسم سجل الكثافة إلى فواصل أصغر ضمن الحجر الرملي وتحدد القيمة المتوسطة. تستخدم قيم (RHOB) (الكثافة الحجمية) لحساب المسامية المتوسطة للفاصل وتسجل في عمود النتائج.

3 ـ تحدد القيم المتوسطة لسجل التحريض العميق في الفواصل الرملية وتعتبر ممثلة لـ R_t . توضع هذه القيم مع القيمة المحسوبة للمسامية في معادلة أرشي (Archie equation) (الفقرة 6 ـ 4 ـ 5) لحساب الإشباع.

4 ـ يفسر وجود الماء في الرمل على ارتفاع 13950 قدماً، ومازال النفط على ارتفاع 13900 قدم، ولو بإشباع منخفض. وتماس النفط مع الماء بين الاثنين، لكن لا يمكن أن يلاحظ في هذه البئر بسبب نوعية الخزّان الفقيرة.

5 ـ تم تفسير وجود قبعة غازية في قمة الخزّان حيث قيمة سجل النيترون منخفضة جداً.

6 ـ يشير الانفصال بين المقاومية العميقة والضحلة في قائمة النفط إلى أن المقاومية الضحلة تقيس راشح الطَفلِة الناقلة الذي غزا التشكّل. يشير هذا إلى أن للخزّان نفوذية جيدة. لا يوجد في قائمة الماء انفصال، مما يشير إلى أن المقاومية العميقة تدل على ماء ناقل، ولا تشير إلى نفوذية منخفضة.

6 ـ 4 ـ 8 **تكامل اللباب والسجلات** Integration of core and logs

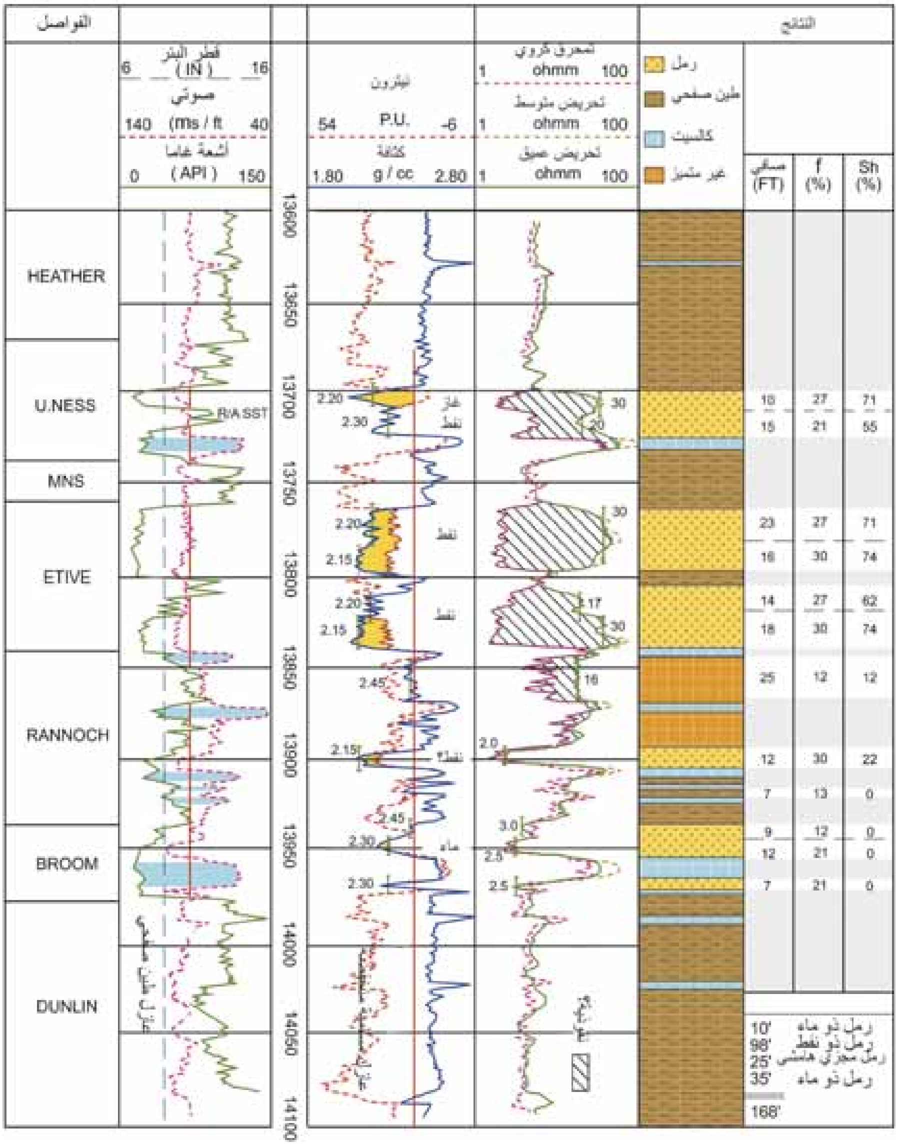
بعد القيام بالتقييم السريع، تصبح المعطيات مثل تحليل العيّنات اللبابية وسجلات التصوير متوفرة، ويمكن استخدامها لبناء تفسير جيولوجي وصقل التقييم.

إن معطيات تحليل اللباب الروتيني هي قياسات مساميات السدادة، والنفوذية وسجل أشعة غاما. تقارن أشعة غاما ومساميات السدادة بنتائج السجل لتحسين دقة التفسير. تنجز علاقة بين السجلات ونفوذيات السدادة بحيث تستنتج النفوذية من السجلات في فواصل الخزّان التي لم تؤخذ منها عيّنات لبابية.

تُفحَص العيّنة اللبابية نفسها ويوضع سجلها من قبل مختصين بالترسيب وجيولوجيين بنيويين لتمييز المعالم الجيولوجية المفتاحية. يمكن ملاحظة العديد من هذه المعالم الهامة من سجلات التصوير (image logs) التي تمّت على طول البئر وليس، فقط، على الفواصل التي أخذت منها العيّنات اللبابية.

إن سجلات التصوير هي مقاومية مجزأة (pixellated) عالية التحليل أو تصوير صوتي لجدار البئر. تتولد صور المقاومية من تشكّل (array) لحوالى 192 مسرى أو إلكترود (electrode)موزعة إما على أربع أو ست أذرع متمفصلة

تضغط على جدار البئر (الشكل 6 ـ 58). قيمة تحليل التصوير هي 0.1 إنش (مقارنة بـ 6 إلى 3 إنش لأدوات التسجيل البئري الأخرى). تجمع الصور الصوتية بواسطة محول طاقة (transducer) فوق صوتية دوار، الذي يقيس سعة الموجة وزمن المسير، بتحليلٍ عالٍ جداً. تعمل كلٌّ من أداتي المقاومية والتصوير الصوتي بمرافقة مقياس الميل الذي يسمح بتوجيه السجل.



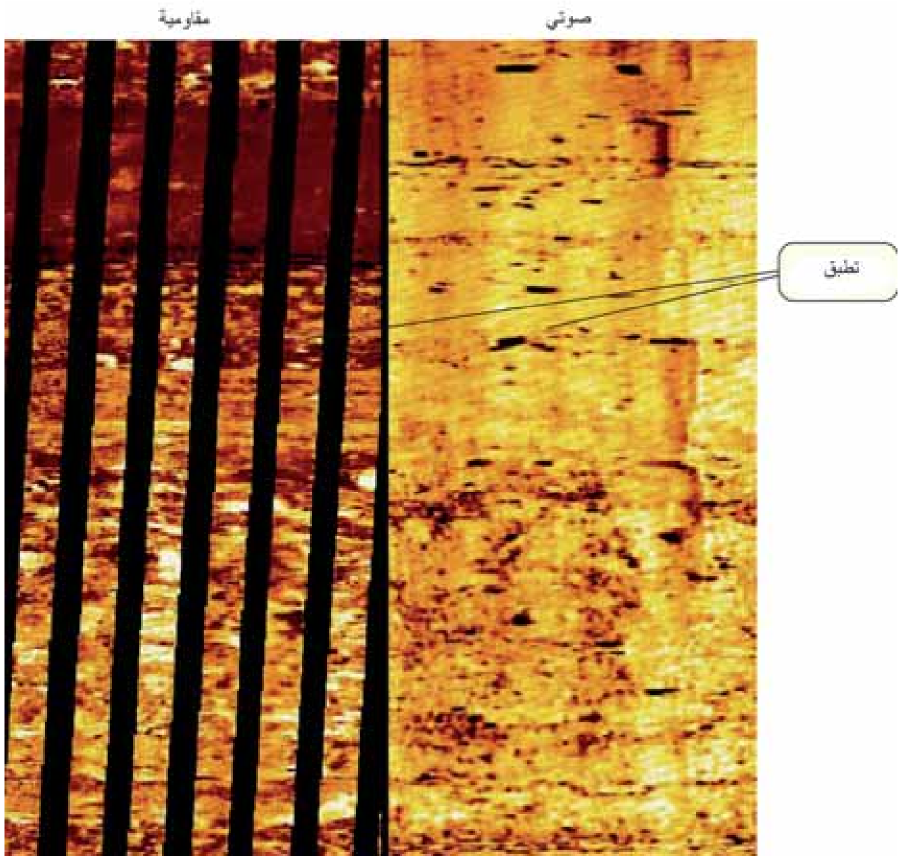
الشكل (6 ـ 57): التفسير السريع.

يمكن ملاحظة الملامح الجيولوجية على سجل التصوير (الشكل 6 ـ 59) ويمكن مقابلتها بالملاحظات من العيّنة اللبابية. يمكن قياس المعالم المستوية مثل الفوالق، والشقوق وسطوح التطبق لتحديد اتجاهاتها والمساهمة في بناء نموذج جيولوجي.

إضافة إلى ذلك، يسمح التحليل العالي للتصوير بالقيام بتفسير مفصل للصخور رقيقة التورق والصعبة، التي لا يمكن اكتشافها بالقياسات القياسية. يمكن تعيين كميات كبيرة من الاحتياطيات الإضافية باستخدام تقنية تقييم الأسرة الرقيقة (thin-bed evalution) من سجلات التصوير البئرية.



الشكل (6 ـ 58): أداة شلمبرجيه (FMI) تظهر أذرعاً متمفصلة مع وسائد وأجنحة وأزرار.



الشكل (6 ـ 59): مثال على تصوير المقاومية والتصوير الصوتي.

الفصل السابع

التقدير الحجمي

Volumetric Estimation

مقدّمة والتطبيق التجاري: يهتم التقدير الحجمي بالحساب الكميّ لكميات النفط والغاز في التراكم. يتغيّر التقدير خلال حياة الحقل مع توفر المزيد من المعلومات ومع تحسن تقنية جمع المعطيات وتفسيرها. لذلك فالتقدير الحجمي هو تقدير حالي، ويجب توقع تغيّره مع الوقت. تستخدم طريقتان رئيسيتان للتقدير الحجمي: تقديرية واحتمالية. تحسب الطرائق التقديرية متوسط المعطيات المتجمعة في نقاط مختلفة في الخزّان، ومن السجلات البئرية والعيّنات اللبابية والسيسمية لتقدير الخصائص الشاملة للحقل. تستخدم الطرائق الاحتمالية الأدوات التخمينية، والإحصاءات، المعطيات الحقلية التماثلية والدخل المتعلق بالنموذج الجيولوجي للتخمين بتوجهات خصائص الخزّان بعيداً عن نقاط العيّنات. سيركز هذا الفصل على الطرائق التقديرية والتقنيات المستخدمة للتعبير عن الشك في هذه التقديرات الحجمية.

تحكم حجمية الحقل مع عوامل الاستعادة المتوقعة (Recovery Factor (RFs)) احتياطي الحقل ـ ذلك الهيدروكربون الذي سينتج في المستقبل. تقع قيمة شركة نفط وغاز غالباً، فيما لديها من احتياطي، الذي يستخدم من قبل المساهمين والمستثمرين كمؤشر على قوة الشركة، في كل من الحاضر والمستقبل. لذلك يعتبر التقدير الموثوق لاحتياطي شركة مهماً للقيمة الحالية، وكذلك للإمكانيات بعيدة المدى لشركة النفط والغاز.

7 ـ 1 **الطرائق التقديرية** Deterministic methods

إن التقديرات الحجمية مطلوبة في كل مراحل دورة حياة الحقل. في العديد من الحالات، يطلب تقديراً أولياً لما يمكن أن يكون حجم التراكم. إذا كان المطلوب تقديراً تقريبياً أو كانت المعطيات المتوفرة مبعثرة، يمكن القيام بتقدير سريع باستخدام متوسطات الحقل الشاملة.

الصيغ المستخدمة لحساب حجوم النفط والغاز هي:

$$\mathbf{STOIIP} = \mathbf{GR\ V}\frac{N}{G}\,\mathbf{ø}S_o\,\frac{\mathbf{1}}{B_o}\ \mathbf{(stb)}$$

$$\mathbf{GIIP} = \mathbf{GR\ V}\frac{N}{G}\,\mathbf{ø}S_{\mathrm{g}}\,\frac{\mathbf{1}}{B_{\mathrm{g}}}\ \mathbf{(scf)}$$

UR = HCIIP X Recovery factor (stb) or (scf)

Reserves = UR – Cumulative production (stb) or (scf)

STOIIP النفط المخزون في المكان الأولي: استخدم هذا التعبير لمعايرة حجوم النفط المحتواة تحت السطح في ضغطٍ عالٍ وحرارة عالية إلى شروط السطح (أي 1 بار، 15 درجة مئوية).

أشير في الأيام الأولى من الصناعة إلى هذا الحجم السطحي بالنفط المخزون (stock tank oil) ونظراً إلى أنه مقاس قبل بدء أي إنتاج كان الحجم في المكان الأولي (initially in place).

GIIP هو تعبير معادل للغاز في المكان الأولي.

HCIIP هو الهيدروكربون في المكان الأولي ـ وهو تعبير عام يشمل (STOIIP) و(GIIP).

ترتبط الاستعادة النهائية والاحتياطي للحجوم الأولية في المكان بعامل الاستعادة، أو جزء من الحجم في المكان، الذي سينتج. يكون الاحتياطي هو نفسه الاستعادة النهائية قبل بدء الإنتاج.

GRV حجم الصخر الإجمالي (Gross Rock Volume) للفاصل الحامل

للهيدروكربون ويساوي حاصل ضرب المساحة (A) الحاوية على الهيدروكربون بسماكة الفاصل (H)، إذن:

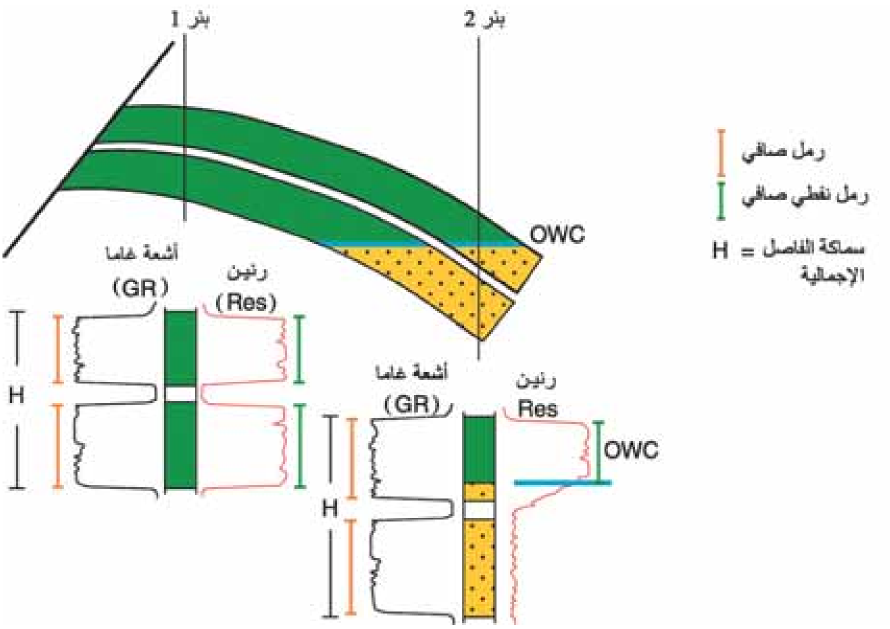
$$GRV = AH\ (ft^3)\ or\ (acre\ ft)\ or\ (m^3)$$

يمكن قياس المساحة من الخريطة. يوضح الشكل (7 ـ 1) بعض تعاريف الخزّان المستخدمة في تقدير الاحتياطي.

H هي السماكة الشاقولية للفاصل (السماكة الإجمالية)، بغض النظر عن الليثولوجيا.

الرمل الصافي هو ارتفاع العمود الليثولوجي ذي نوعية الخزّان، أي العمود الذي يمكن أن يخزّن الهيدروكربون.

الرمل النفطي الصافي (NOS) هو طول عمود الرمل الصافي الحاوي على النفط.



الشكل (7 ـ 1): التعاريف المستخدمة في التقدير الحجمي.

نوقشت المعاملات الأخرى المستخدمة في حساب (STOIIP) و(GIIP) في الفقرة (6 ـ 4) من الفصل السادس. وأُدخلت عوامل حجم التشكّل (B_o وB_g) في

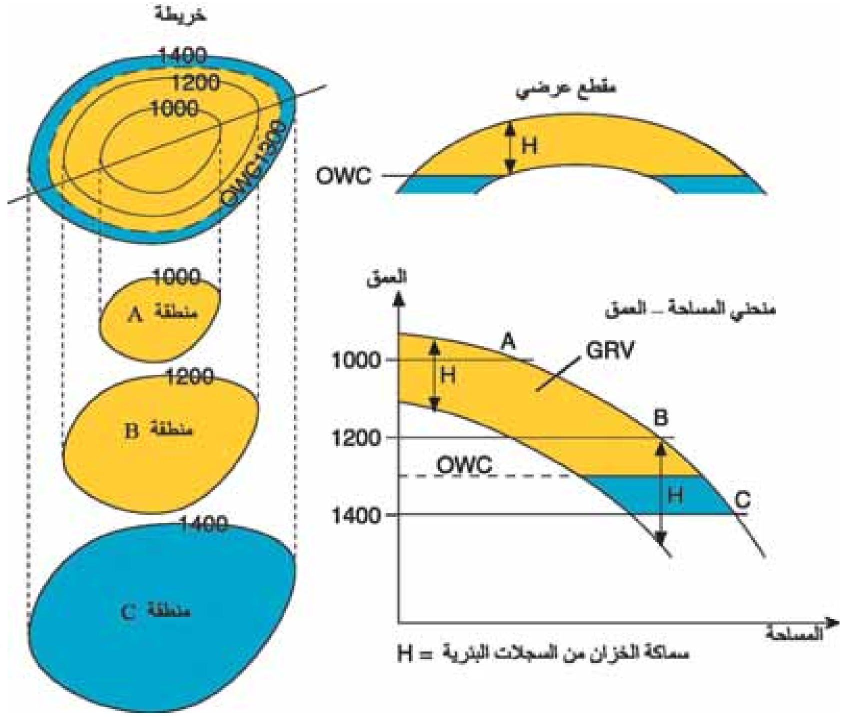
الفقرة (6 ـ 2) من الفصل السادس. لذلك يمكننا الانتقال إلى الطريقة التقديرية السريعة والسهلة المستخدمة للحصول على التقدير الحجمي. يمكن القيام بها على الورق أو باستخدام البرمجيات المتوفرة. الطريقة الأخيرة موثوقة إذا كانت مقتصرة على النموذج الجيولوجي للخزّان.

7 ـ 1 ـ 1 **طريقة المساحة ـ العمق** The area-depth method

تقاس المساحة ضمن فاصل ذي عمق مختار من خريطة خزّان علوية (الشكل 7 ـ 2). يتم هذا باستخدام الممساح (planimeter)، وهو جهاز يدوي يقيس المساحة.

يدار مِرقَم (stylus) الممساح حول العمق المراد قياسه، يمكن عندها قراءة المساحة المطلوبة المحصورة ضمن الخط المحيط. ترسم عندها الخريطة لكلّ عمق، كما يظهر في الشكل (7 ـ 2)، وتدخل في مخطّط المساحة ـ العمق (area-depth graph). نظراً إلى أن البنية قد قطعت أساساً إلى شرائح متزايدة العمق، فتزداد المساحة لكلّ عمق. جوهرياً، نحن نكامل المساحة مع السماكة. بوصل النقاط المقاسة نحصل على منحني يصف علاقة المساحة ـ العمق لقمة الخزّان. إذا علمنا السماكة الإجمالية (H) (gross thickness) من السجلات البئرية، يمكننا إنجاز منحنياً ثانياً يمثل خريطة المساحة ـ العمق لقاعدة الخزّان. تساوي المساحة بين الخطين حجم الصخور الموجودة بين العلامين. إن المساحة الواقعة فوق حد تماس النفط مع الماء هي حجم الصخر الإجمالي. يمكن أخذ المعاملات الأخرى اللازمة لحساب (STOIIP) كمتوسطات من التقييم البتروفيزيائي (انظر الشكل 6 ـ 4، الفصل السادس). لاحظ بأن هذه الطريقة تفترض أن سماكة الخزّان ثابتة عبر كامل الحقل. إذا كان هذا غير معقول، عندها تكون الطريقة غير قابلة للتطبيق، ويجب استخدام بديل مثل طريقة المساحة ـ السماكة (انظر الفقرة 7 ـ 1 ـ 2).

يمكن ببساطة تطبيق الإجراء على مجموعة من الخزّانات أو رقع (blocks) خزّان منفصلة. إنه الإجراء العملي، خاصة إذا كان المطلوب تقييم خزّانات مكدسة بحدود تماس عادية. في حالات تغيّر المعاملات عبر الحقل، يمكننا تقسيم المنطقة إلى دون ـ رقع (sub-blocks)، متساوية القيم، نقيسها ونحسبها بشكل منفصل.



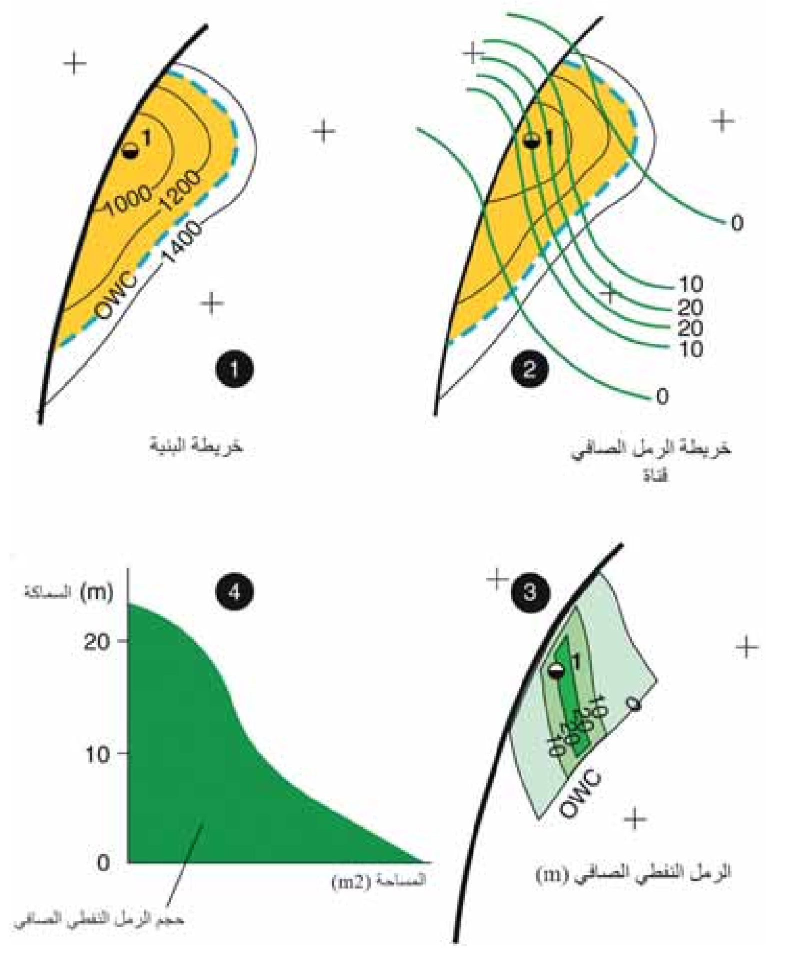
الشكل (7 ـ 2): طريقة المساحة ـ العمق.

7 ـ 1 ـ 2 **طريقة المساحة ـ السماكة** The area-thickness method

قد تُواجَه في بعض البيئات الترسيبية، مثلاً القنوات النهرية، اختلافات هامة في سماكة الخزّان. لذلك لا يمكن تطبيق افتراض ثبات السماكة، أو التوجه الخطي للسماكة عبر الحقل. في تلك الحالات، يتطلب وجود مجموعة من الخرائط. يجرى عادة، تحضير خريطة الرمل النفطي الصافي (NOS) من قبل جيولوجي الإنتاج، ثم تستخدم لتقييم حجم الهيدروكربون في المكان.

في المثال الآتي (الشكل 7 ـ 3) صادفت البئر 1 فاصل حامل نفط في البنية (1). تم تحديد حد تماس نفط ـ ماء من السجلات البئرية، وتم استقراء وجوده عبر البنية بفرض تطور مستمر للرمل. مع ذلك، عيّنت العيّنة اللبابية (بالحقيقة عيّنات من عدد من الآبار) والتسجيل ثلاثي الأبعاد بيئة ترسيب قنوات. تم توقيع القناة على الخريطة باستخدام معطيات حقلية محددة، وربما معطيات تماثلية (analogue) من حقول مختلفة، مما أنتج خريطة رمل صافٍ

(2). في هذه الحالة، انحصر حجم الهيدروكربون بالمَعْلَم البنيوي للحقل وتوزع صخر الخزّان، أي هندسة القناة.



الشكل (7 ـ 3): وضع خريطة الرمل النفطي الصافي، وطريقة المساحة ـ السماكة.

لذا نحتاج إلى ضم خريطتين للوصول إلى خريطة الرمل النفطي الصافي (3). إن الشكل الغريب الناتج من الضم، وهذا فعلاً سهل التصور: تنخفض بسرعة سماكة الرمل الحامل للنفط إلى الصفر على الفالق. الحالة هي نفسها على حد تماس النفط مع الماء. عندما تشير خريطة الرمل الصافي إلى صفر متر، يكون

هناك صفر متر من الرمل النفطي الصافي. عند مكان التطور الأفضل للقناة حيث تظهر السماكة العظمى، نجد السماكة العظمى للرمل النفطي الصافي، لكن فقط إلى حيث تقطع القناة عبر الفالق، أو حد تماس النفط مع الماء.

يمكننا الآن أن نمسح سماكة مختلف خطوط تساوي الرمل النفطي الصافي، ونرسم السماكة مقابل المساحة، ثم نكاملهما بالممساح. تكون القيمة الناتجة هي حجم الرمل النفطي الصافي (4) وليس حجم الصخر الإجمالي!

من الواضح إنه إذا طبقت الطريقة المساحة ـ العمق على المثال السابق، ستقود إلى فرط تقدير إجمالي في النفط المخزون في المكان الأولي. وكان سيكون من المستحيل استهداف منطقة الخزّان الأكثر تطوراً بالبئر الاستكشافية التالية.

يجب ملاحظة أن مثالناً قد استخدم نموذجاً لخزّان بسيط لإظهار المبدأ. يعتبر،عادة، رسم خريطة الرمل النفطي الصافي عملية معقدة نوعاً ما.

كما سيبدو في الفقرة التالية، لا تأخذ الطرائق التي نوقشت حتى الآن بعين الاعتبار الشك والتغيّرات الجانبية في معاملات الخزّان. لذلك، فدقة النتائج ليست كافية لصانع القرار. تقدم الفقرة التالية مقاربة أكثر شمولية للتقدير الحجمي.

7 ـ 2 **التعبير عن الشك (اللايقينية)** Expressing uncertainty

كما ورد في الفقرة (7 ـ 1)، يشمل حساب «الحجمية» للحقل ضم عدد من معاملات الدخل. يجب إدراك أن لكلّ من تلك المعاملات مجالاً للشك في تقديره. يعتمد مدى هذا الشك على كمية المعطيات المتوفرة، ودقة تلك المعطيات. إن القيمة في ضم مجالات الشك في معاملات الدخل لإعطاء مجال من التقدير للنفط المخزون في المكان الأولي (STOIIP) والغاز في المكان الأولي (GIIP) والاستعادة النهائية (UR)، هي أنه يمكن إجراء التقييم الكمي للحد الأعلى للاحتمال والحد الأسفل للشك. وقد يقود استعمال رقم واحد، مثلاً (STOIIP)، لفرص ضائعة أو مجازفة غير معروفة.

قد يكون مجال الشك في الاستعادة النهائية كبيراً جداً لإيداعه في خطة تطوير معيّنة، وقد يتطلب تقييم الحقل لتخفيض الشك، والسماح بصياغة خطة

تطوير أكثر ملائمة. لا يمكن تحديد الحاجة للتقييم، ما لم يُجرَى التقييم الكمي لمجال الشك باستخدام تقنيات إحصائية وتمثيل. تستخدم الطرائق الاحصائية للتعبير عن مجالات قيم النفط المخزون في المكان الأولي والغاز في المكان الأولي والاستعادة النهائية والاحتياطي.

7 ـ 2 ـ 1 الدخل للتقديرات الحجمية The input to volumetric estimates

قدمت معاملات الدخل لحساب الحجمية في بداية الفقرة (7 ـ 1) لنأخذ حساب النفط المخزون في المكان الأولي، كمثال:

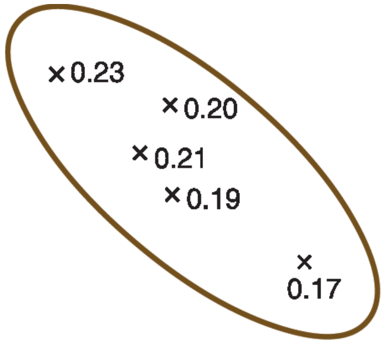
$$\mathbf{STOIIP} = \mathbf{GR\ V}\frac{N}{G}\phi S_o \frac{\mathbf{1}}{B_o}\ (\mathrm{stb})$$

يوجد لكلٍّ من معاملات الدخل شك مرتبط به. ينشأ هذا الشك من عدم الدقة في المعطيات المقاسة، بالإضافة إلى الشك فيما يتعلق بمرجعية القيم للأجزاء من الحقل التي ليس فيها قياسات. لنأخذ، كمثال، حقلاً فيه خمس آبار تقييم، مع قيم المسامية الوسطية لرمل معيّن الظاهرة في الشكل (7 ـ 4).

سيكون من غير الواقعي تمثيل مسامية الرمل بالمتوسط الحسابي للقيم المقاسة (0.20)، لأن هذا سيتجاهل مجال القيم المقاسة، والحجوم التي فرض أن كلٍّ من القياسات يمثلها، والاحتمال إن المسامية قد تتحرك خارج المجال بعيداً عن نقطة التحكم. يبدو أن هنالك ميلاً لتناقص المسامية باتجاه الجنوب الشرقي، وقد تكون نهايتا المجال هما 0.25 و0.15، وهي أكبر من مجال القياسات التي تمّت. قد يتطلب فهماً لبيئة الترسيب الجيولوجية ومعرفة بتأثيرات النشأة اللاحقة لتأييد هذه الفرضية، لكن يمكن أن تبرهن فقط بجمع المزيد من المعطيات في نهايات الحقل.

عند تزويد دخل لحساب النفط المخزون في المكان الأولي، يجب تزويد مجال من قيم المسامية (وكل معاملات الدخل الأخرى)، بناء على المعطيات المقاسة والتقديرات لكيفية تغيّر المعاملات بعيداً عن نقاط التحكم. يمكن التعبير عن الشك المرافق لكلّ معامل بدلالة معامل تابع كثافة احتمالي (Probability Density Function (PDF))، ويمكن ضمها لتوليد تابع كثافة محتمل للنفط المخزون في المكان الأولي (STOIIP).

من التطبيقات الشائعة بين شركات النفط استخدام منحنيات توقع (expectation curves) للتعبير عن مجالات الشك. إن العلاقة بسيطة بين توابع الكثافة الاحتمالية ومنحنيات التوقع.

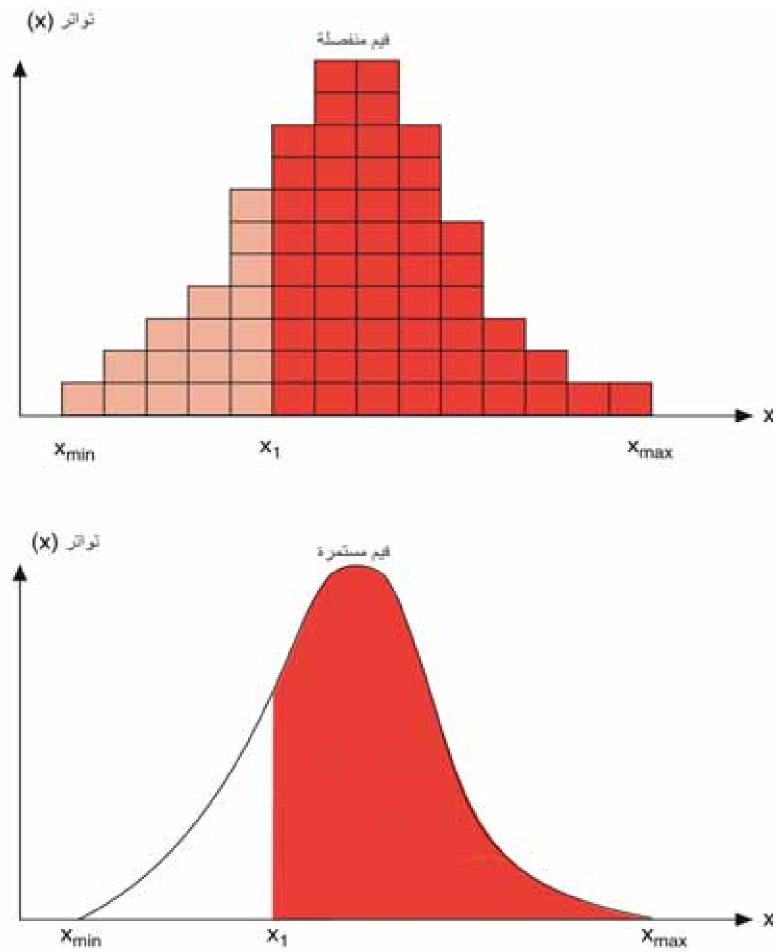


الشكل (7 ـ 4)**: توزع المسامية في حقل.**

7 ـ 2 ـ 2 **توابع الكثافة الاحتمالية ومنحنيات التوقع** Probability density functions and expectation curves

إن صيغة التعبير عن الشك لبئر معروفة هي تابع الكثافة الاحتمالي. فمثلاً إذا قاس أحد ما أطوال طلاب صف ورسمها على مخطّط بياني نسيجي (histogram) لمجالات الطول مقابل عدد الناس ضمن ذلك المجال للطول، يمكن توقع رسم بياني نسبي لتوزع التكرار، ويعرف أيضاً بتابع الكثافة الاحتمالي مع قيم منفصلة، مثل تلك الموجودة في المخطّط العلوي من الشكل (7 ـ 5). يمثل كل شخص مقاساً بمربع واحد، وتوضع المربعات في فئة الطول المناسبة. يمثل عدد المربعات أو المساحة تحت المنحني عدد الأشخاص الكلّي.

إذا كانت القيمة على محور السينات x-axis مستمرة بدلاً من تقسيمها إلى مجالات منفصلة، يصبح تابع الكثافة الاحتمالي المنفصل تابعاً مستمراً. يصبح هذا مفيداً في التخمين بقيمة الجزء من عدد الأشخاص X (الطول في مثالنا) الأكبر من قيمة مختارة (X_1).



الشكل (7 ـ 5): **تابع الكثافة الاحتمالي.**

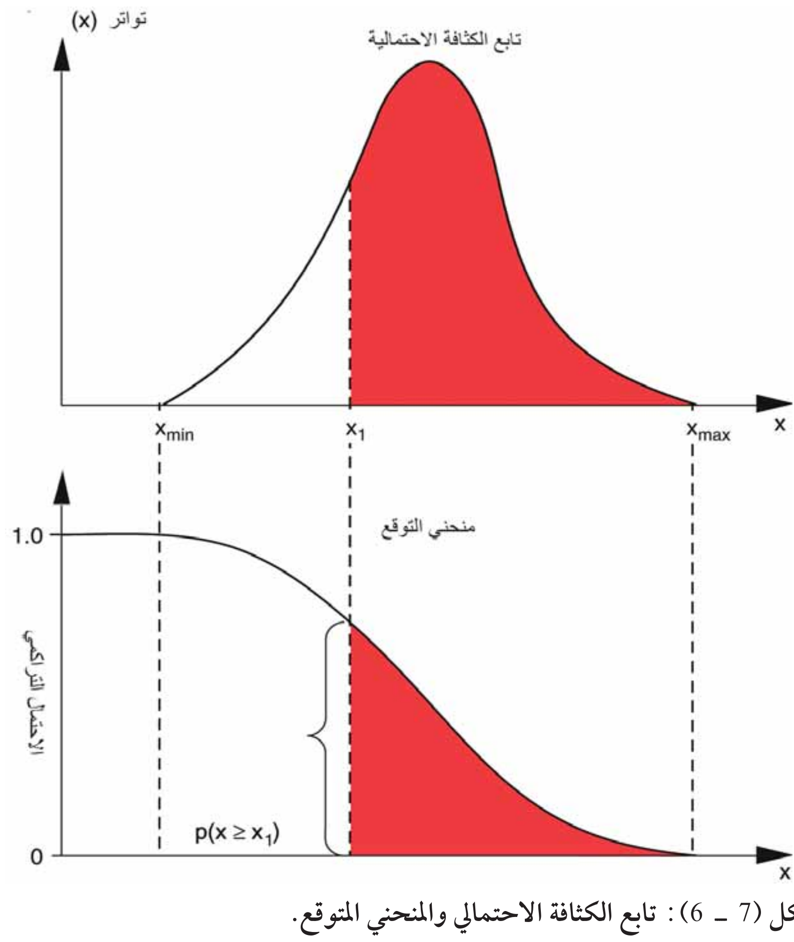
يمكن تقدير، من تابع الكثافة الاحتمالي المستمر، إن %70 تقريباً من عدد الأشخاص المقاسين هم بطول مساوي لـ X_1 أو أطول. وبكلمات أخرى، إذا أراد أحد ما اختيار شخص من الأشخاص المقاسين، فهنالك احتمال %70 بأن طول ذلك الشخص أكبر أو مساو لـ X_1. هنالك احتمال %100 بأن طول الشخص أكبر أو مساو لـ X_{min}، وهنالك احتمال %0 بأن طول الشخص أكبر لـ X_{max}. لـ X_{max}. ببساطة، إن منحني التوقع هو تمثيل لتابع الكثافة الاحتمالي التراكمي (الشكل 7 ـ 6).

نموذجياً في الاستخدام النفطي، يكون منحني السينات في منحنيات التوقع

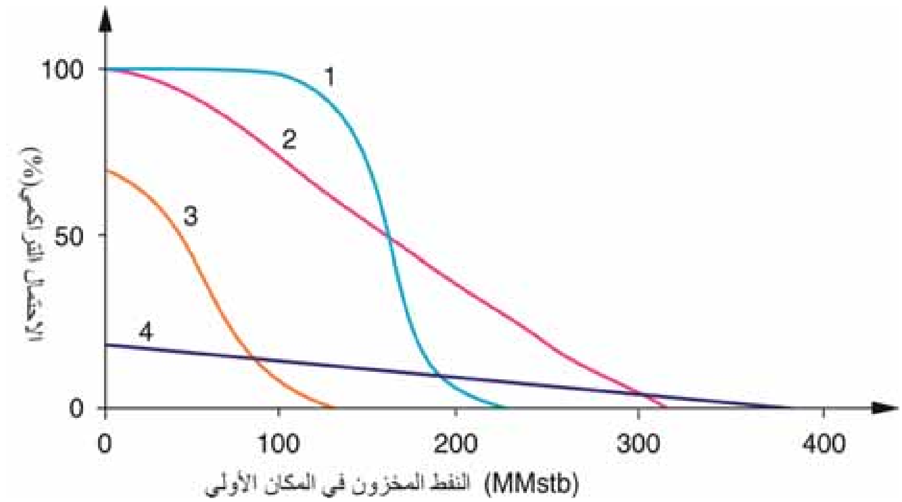
هو قيم النفط المخزون في المكان الأولي والغاز في المكان الأولي أو الاستعادة النهائية أو احتياطي الحقل.

تعرف منحنيات التوقع باسم بديل هو «منحنيات احتمال التجاوز (probability of excedence curves)» أو «منحنيات الاحتمال التراكمية المعكوسة (reverse cumulative probability curves)». سيستخدم هذا النص التعبير «منحني التوقع (expectation curve)»، بهدف الاختصار.

يشير ميل منحني التوقع إلى مجال الشك في المعامل المقدم: يمثل منحني التوقع العريض مجالاً كبيراً من الشك، ويمثل منحني التوقع الحاد الانحدار حقلاً منخفض الشك (حالة نمطية للحقول ذات المعطيات التقييمية الكثيرة أو تاريخ من الإنتاج).



الشكل (7 ـ 6): تابع الكثافة الاحتمالي والمنحني المتوقع.



الشكل (7 ـ 7): أنواع المنحنيات المتوقعة.

يمثل منحنيا التوقع 1 و2 في الشكل (7 ـ 7) اكتشافين، لأن لكليهما 100٪ احتمال احتواء مقدار محدود من النفط (أكبر من الصفر). الحالة 1 هي اكتشاف مؤكد نظراً إلى أن مجال الشك في قيم النفط المخزون في المكان الأولي صغير (على الأقل 100 MMstb، لكن أقل من 220 MMstb). على العكس، تمثل الحالة 2 اكتشاف غير مؤكد، مع مجال أوسع للنفط المخزون في المكان الأولي، وربما يتطلب نشاطاً تقييمياً لتخفيض مجال الشك قبل الالتزام بخطة تطوير.

الحالتان 3 و4 لمكمنين استكشافيين، نظراً إلى أن حجوم النفط المحتملة الموجودة مضروبة بعامل حظ، احتمال النجاح (POS)، الذي يمثل احتمال وجود نفط هناك على الإطلاق. فمثلاً، للحالة 3 احتمال مقدر بوجود النفط مقداره 65%، أي يوجد مجازفة منخفضة بالفشل بإيجاد النفط مقدارها 35%. مع ذلك، حتى لو كان هناك نفط، فسيكون الحجم صغيراً، ليس أكثر من 130 MMstb. سيكون هذا مجازفة منخفضة، مكمن منخفض المكافأة.

الحالة 4 فيها مخاطرة عالية بالفشل (85%) في إيجاد أي نفط، لكن إذا كان هناك نفط، فقد يكون الحجم في المكان كبيراً جداً (حتى 400 MMstb). هذا سيصنف كمخاطرة عالية، ومكمن مُجْزٍ.

7 ـ 2 ـ 2 ـ 1 **منحنيات التوقع لإكتشاف** Expectation curves for a discovery

يظهر في الشكل (7 ـ 8) منحني التوقع النمطي للاستعادة النهائية لاكتشاف ما.

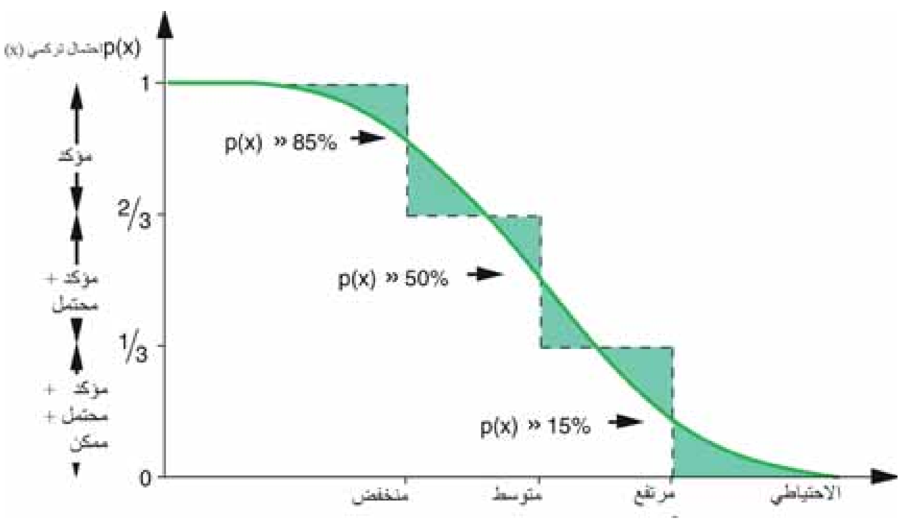
يمكن، للملاءمة، قسمة محور الاحتمال إلى ثلاثة قطاعات للتمكن من تمثيل المنحني بثلاث نقاط. تمثل كل نقطة متوسط قيمة الاحتياطي في القطاع. للملاءمة مرة ثانية، تمثل النقاط الثلاث احتمالات تراكمية مختارة (85, 50, 15%)، ويرمز لها بالقيم:

تقدير منخفض = 85% احتمال تراكمي.

(أي على الأقل 85% احتمال لهذا الاحتياطي).

تقدير متوسط = 50% احتمال تراكمي.

تقدير مرتفع = 15% احتمال تراكمي.



الشكل (7 ـ 8): **منحني متوقع لاكتشاف.**

يشار أحياناً إلى النسب المئوية المختارة بقيم p85, p50, p15.

نظراً إلى أن كلاًّ منها تمثل تقريباً ثلث التوزيع، قد يحدد لكلّ من احتمالاتها المنفصلة 3/ 1. هذا التقريب صحيح من أجل تابع كثافة احتمالي نظامي (أو متناظر).

إذا أريد تمثيل المجال بأكمله بقيمة واحدة فقط (التي لا تعطي طبعاً، أي إشارة إلى مجال الشك)، عندئذ تستخدم «قيمة التوقع (expectation value)»:

قيمة التوقع = (مرتفع + متوسط + منخفض)/ 3

هنالك بديل شائع الاستخدام لتمثيل مجال الاحتياطي هو تعريف مؤكد، ومؤكد ومحتمل، مؤكد ومحتمل وممكن. الاحتمال التراكمي الدقيق الذي يتطابق مع هذه التعاريف على منحني التوقع للاستعادة النهائية يتغيّر من دولة إلى أخرى، وأحياناً من شركة إلى شركة. مع ذلك، إنه صحيح دوماً أن القيم تقع ضمن المجالات التالية:

- مؤكد: بين 100 و66%.
- مؤكد + محتمل: 66 و33%.
- مؤكد + محتمل + ممكن: 33 و0%.

تجبر قانونياً، متطلبات التقرير السنوية (annual reporting requirements) المقدم إلى هيئة الأمن والتبادل الأمريكية (Securities and Exchange Commission (SEC)) شركات النفط المسجلة بعرض احتياطياتها المؤكدة.

يختار العديد من الشركات تمثيل توزع مستمر بقيم منفصلة باستخدام القيم p90، p50 وp10. إن الاحتمالات المنفصلة التي تربط إلى هذه القيم هي تقريباً 30، 40 و30% على التوالي، للتوزيع النظامي.

7 ـ 2 ـ 2 ـ 2 **منحنيات التوقع لمكمن استكشافي** Expectation curves for an exploration prospect

عندما يبني المستكشف منحني التوقع، يأخذ المقاربة السابقة لحجمية التوزع، لكن يجب الأخذ بالحسبان معاملاً إضافياً مهماً: احتمال إذا كان أي هيدروكربون موجوداً على الإطلاق. يدعى هذا الاحتمال «احتمال النجاح»، ويقدر بضرب مع بعض احتمال كون:

- صخر أم حيث تشكّل الهيدروكربون.
- خزّان في تركيب يمكن أن يحجز الهيدروكربون.
- سد كتيم في أعلى التركيب لمنع الهيدروكربون من الهجرة لمدى أبعد.

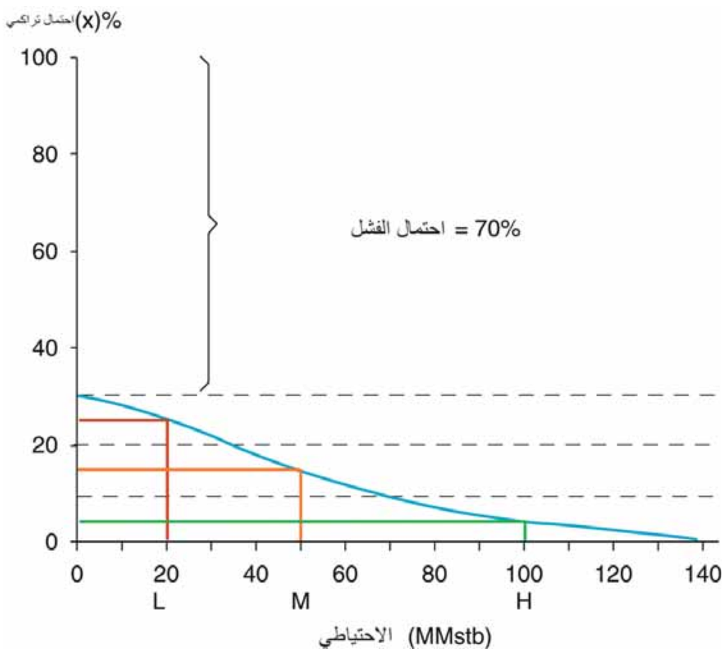
● ممر هجرة للهيدروكربون من الصخر الأم إلى المصيدة.

● تتابع الحوادث الصحيح عبر الزمن (مصيدة موجودة بينما يهاجر الهيدروكربون).

تضرب ببعضها البعض الاحتمالات المقدرة لكلٍّ من هذه الحوادث للحصول على احتمال النجاح، لأنه يجب أن تحدث جميعها بوقت واحد حتى يتشكّل تراكم هيدروكربوني. إذا كان احتمال النجاح 30%، يكون احتمال الفشل 70%، ويمكن أن يظهر منحني التوقع لمكمن استكشافيظو كما في الشكل (7 ـ 9).

بالنسبة إلى منحني التوقع للاكتشافات، يمكن تقسيم جزء النجاح من محور الاحتمال إلى ثلاثة مقاطع متساوية، ويحسب متوسط الاحتياطي لكلّ مقطع محسوب لتزويد تقدير احتياطي منخفض، أو متوسط أو مرتفع، إذا كان الهيدروكربون موجوداً.

يعطى مزيد من التفصيل لهذه المقاربة في الفصل الخامس عشر.



الشكل (7 ـ 9): منحني متوقع لمكمن استكشافي.

7 ـ 2 ـ 3 **توليد منحنيات التوقع** Generating expectation curves

بالعودة إلى معاملات الدخل لحساب الاستعادة النهائية، فقد أنجزنا ما يلي:

$$UR = GR\ V\frac{N}{G}\ \varnothing\ S_o\ \frac{1}{B_o}\ RF\quad (stb)$$

يتطلب كلّ مُعامل (parameter) دَخِل تقدير لقيم المجال، الذي يمكن أن يمثل نفسه بتوزع أو منحني توقع. نمطياً، تُضَمُ إحصائياً معاً منحنيات التوقع لمعاملات الدخل.

يكون لبعض المتحولات أحياناً تبعيات، مثل مسامية الخزّان ونفوذيته (علاقة موجبة)، أو الكلفة النقدية لجهاز محدد وكلفة صيانته مدى الحياة (علاقة سلبية). يمكننا اختبار التبعية الخطية لتابعيّن (x وy) بحساب متغاير التمام (covariance) بين التابعيّن (σ_{xy}) ومعامل الترابط (correlation coefficient):

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(x_i - \mu_x)(y_i - \mu_y)\ and\ r = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y}$$

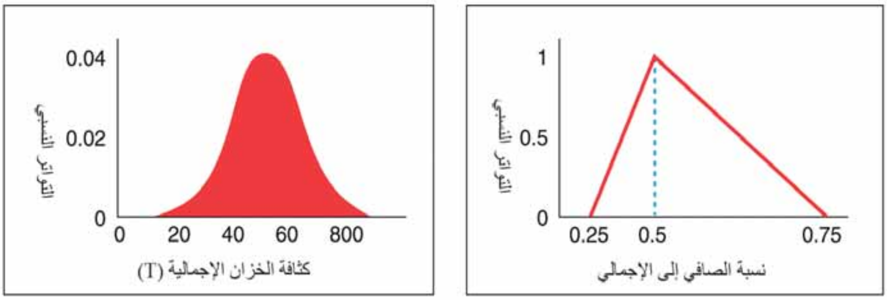
حيث القيمة المتوسطة للمتحول.

تتغيّر قيمة r بين 1+ و1-، تشير القيم الموجبة إلى ترابط موجب (مع زيادة x، كذلك Y) وتشير القيم السالبة إلى ترابط سالب (مع زيادة x، تتناقص y). كلما اقتربت قيمة r المطلقة من الواحد أصبح الترابط أقوى. تشير قيمة $r = 0$ إلى أن المتحولين غير مرتبطين. عندما نكون مقتنعين بأن التبعية موجودة بين المتحولات، يمكننا وضع معادلات تربط بين الاثنين باستخدام طرائق مثل تقنية مطابقة أصغر المربعات (least square fit). إذا وجدت قيمة معامل الترابط مساوية 1.0، فمن المعقول تمثيل العلاقة بخط واحد مدخل في النموذج الاقتصادي. يوجد دائماً في الرسم التخطيطي المتقاطع قيمة للمتحولين لمعاينة مصداقية الترابط. كمؤشر تقريبي، تقترح معاملات ترابط فوق 8.0 ترابطاً جيداً.

7 ـ 2 ـ 4 **طريقة مونت كارلو** The Monte Carlo method

هذه الطريقة مستخدمة في البرمجيات التجارية لـ «كريستال بول (Crystal Ball)» و«أت ريسك (@RISK)». الطريقة نمطية ملائمة للحاسوب، كما تشير

الطريقة. بفرض أننا نحاول ضم متحولين، لنقل سماكة الخزّان الإجمالية ونسبة الصافي إلى الإجمالي (نسبة سماكة الرمل الصافية إلى السماكة الإجمالية لمقطع الخزّان) اللذين يحتاجان إلى ضربهما للحصول على سماكة الرمل الصافية. لقد وصفنا المتحولين كما يلي (الشكل 7 ـ 10).



الشكل (7 ـ 10)**: توزع احتمالي لمتحولين، دخل لمونت كارلو.**

يُلتَقط رقم عشوائي (من 0 إلى 1)، وتقرأ القيمة المرتبطة لسماكة الخزّان الإجمالية (T) من المجال الموصوف في التوزيع السابق. يتم تكرار أخذ عيّنات عشوائية من قيمة T القريبة من المتوسط أكثر من تلك القيم البعيدة عن المتوسط. تعاد نفس العملية (باستعمال عدد عشوائي مختلف) من أجل نسبة الصافي إلى الإجمالي. تضرب القيمتان ببعضهما البعض للحصول على قيمة واحدة لسماكة الرمل الصافية. يعاد هذا بين 1000 إلى 10000 مرة، وعلى الأرجح تكون النواتج متساوية. تستخدم النواتج لتوليد توزيع لقيم سماكة الرمل الصافية. يمكن إجراء هذا بشكل متزامن لأكثر من متحولين. مثلاً، قد يحتاج المرء عند تقدير الاستعادة النهائية إلى نفط الخزّان لاستخدام المتحولات التالية:

$$\mathbf{UR} = \mathbf{Area} \times \mathbf{Thickness} \times \frac{N}{G} \emptyset S_o \frac{1}{B_o} \mathbf{RF}$$

المتحولات غير المعرفة في النص هي:

Φ المسامية

S_o الإشباع النفطي في الفراغ المسامي.

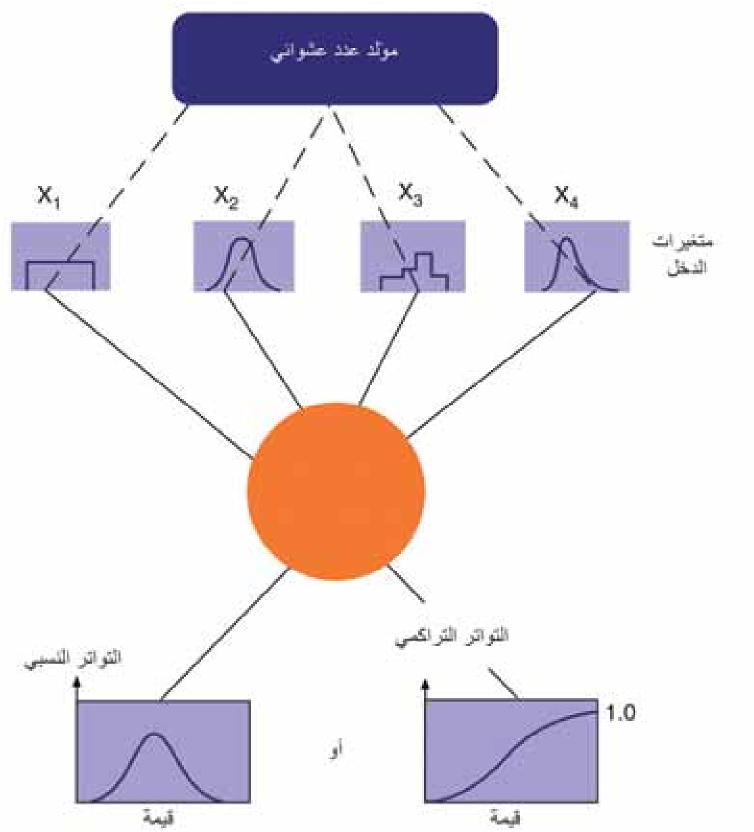
B_o عامل التشكّل الحجمي للنفط (rb/stb)، مرتبط بانكماش النفط عند إخراجه من تحت السطح إلى السطح.

RF عامل الاستعادة، : الجزء القابل للاستعادة من النفط في المكان الأوّلي.

تولد محاكاة مونت كارلو، يظهر تخطيطياً في الشكل (7 ـ 11)، عدداً محدوداً من ضم المتحولات الممكن، الذي يقارب توزيعاً لكلّ احتمالات الضم. كلما زاد عدد مجموعات الضم، تقترب نتيجة مونت كارلو أكثر من النتيجة النظرية لاستخدام كل ضم ممكن. باستخدام «كريستال بول» و«أت ريسك»، يمكن مراقبة التوزيع وهو يبنى مع تقدم المحاكاة. يمكن إيقاف المحاكاة عند توقف الشكل عن التغيّر بشكل مهم. طبعاً، يجب التذكر بأن النتيجة هي فقط ضم لمجالات دخل المتحولات المعرفة من المستخدم: يمكن أن يكون الناتج الفعلي واقعاً خارج نتيجة المحاكاة، إذا تم تقييد مجالات دخل المتحولات.

إذا كان متحولان تابعان، يمكن ربط القيمة المختارة في المحاكاة للمتحول التابع بالقيمة المختارة عشوائياً للمتحول الأول باستخدام ترابط معرّف.

يمكن إنجاز محاكاة مونت كارلو بسرعة بواسطة الحاسوب، ويكون عرض النتائج جذاباً. مع ذلك، لا يمكن ضمان أن يكون الناتج واحداً لمحاكاة مونت كارلو فيما لو طبّقت مرتين بنفس متحولات الدخل، مما يجعل النتيجة أقل قابلية للتدقيق. كلما زاد عدد جولات المحاكاة، تقل حدة المشكلة. لا تشير المحاكاة، كما وُصفت، إلى أيٍّ من متحولات الدخل تكون النتيجة أكثر حساسية، لكن واحداً من البرامج الفرعية في «كريستال بول» و«أت ريسك» يسمح بإنجاز تحليل الحساسية أثناء تطبيق المحاكاة. يتم ذلك بحساب معامل التغيير لكلّ متحول مُدخل مع الناتج (مثلاً، بين المساحة والاستعادة النهائية). كلما ارتفع المعامل، تقوى التبعية بين المتحول المُدخل والناتج.



الشكل (7 ـ 11)**: مصور تخطيطي لمحاكاة مونت كارلو.**

7 ـ 2 ـ 5 **الطريقة الوسيطية** The parametric method

الطريقة الوسيطية هي تقنية إحصائية منجزة تستخدم لضم المتحولات الحاوية على شك، وتم إدخالها للاستخدام في صناعة النفط والغاز كبديل لمحاكاة مونت كارلو. الفوائد الرئيسية للطريقة هي بساطتها وقابلية تحديد حساسية النتيجة للمتحولات المدخلة. يسمح هذا بترتيب المتحولات حسب تأثيرها في الشك بالنتيجة، وبالتالي تشير إلى حيث يجب توجيه الجهود لفهم أفضل أو تدبير المتحولات المفتاحية، للتدخل لتلطيف الهبوط و/أو للاستفادة من الصعود بالناتج.

تسمح الطريقة بإضافة المتحولات أو ضربها باستخدام القواعد الإحصائية

الأساسية، ويمكن تطبيقها على متحولات تابعة أو مستقلة. إذا كان بالإمكان تمثيل توزع مدخل بمتوسط (mean) وانحراف معياري (standard deviation)، عندئذ يمكن تطبيق القواعد التالية على متغيرات مستقلة (independent variables):

Sums (say $c_i = a_i + b_i$)

حيث كلّ من a_i وb_i هو توزيع.

1 ـ يميل مجموع التوزيعات نحو التوزيع النظامي.

2 ـ متوسط مجموع التوزيعات هو مجموع المتوسطات:

$$\mu_c = \mu_a + \mu_b$$

3 ـ يكون التغاير (variance) لمجموع التوزيعات هو مجموع التغايرات (variances).

$$\sigma_c^2 = \sigma_a^2 + \sigma_b^2$$

Products (say $c_i = a_i . b_i$)

حيث كلّ من a_i وb_i هو توزيع.

4 ـ يميل جداء التوزيعات نحو توزيع لوغاريتمي ـ نظامي.

5 ـ يكون متوسط جداء التوزيعات هو جداء المتوسطات.

$$\mu_c = \mu_a . \mu_b$$

يُدخَل من أجل القاعدة الأخيرة، معامل آخر K، هو معامل التغيير:

$$K = \frac{\sigma}{\mu}$$

6- قيمة $(1+K^2)$ للجداء هي جداء قيم $(1+K^2)$ المنفردة:

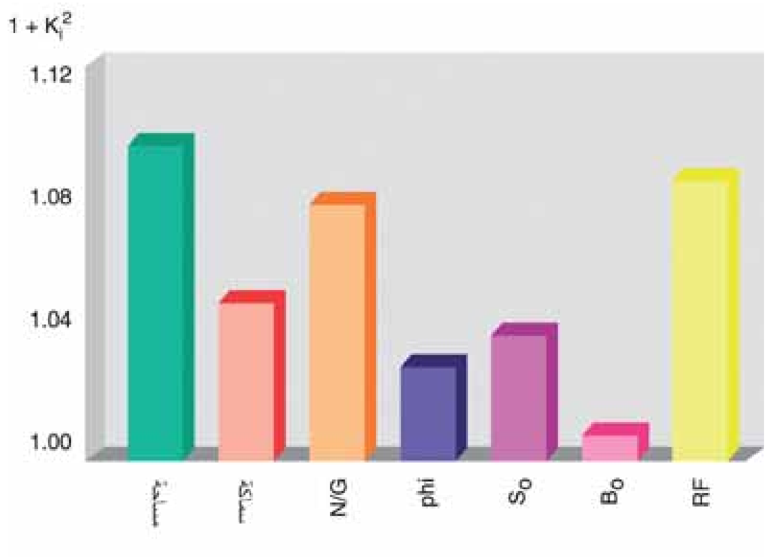
$$(1 + K_c^2) = (1 + K_a^2)(1 + K_b^2)$$

يمكننا بعد تعريف بعض القواعد الإحصائية العودة إلى مثالنا عن تقدير الاستعادة النهائية لتطوير حقل نفط. نستعيد العلاقة:

$$\mathbf{UR = Area \times Thickness} \times \frac{N}{G} \emptyset S_o \frac{1}{B_o} \mathbf{RF}$$

يمكن حساب قيم K وμ وσ من التوزيعات المحتملة لكلّ متحول على الجهة اليمنى. بفرض أن المتحولات مستقلة، يمكن الآن جمعها باستخدام القواعد الواردة أعلاه لحساب K وμ وσ للاستعادة النهائية. بفرض أن توزيع الاستعادة النهائية هو لوغاريثمي ـ نظامي، يمكن حساب قيمة الاستعادة النهائية لأيّ مستوى ثقة. يمكن تنفيذ كامل العملية على الورق، أو تنفذ بواسطة ورقة جدولة (spreadsheet) تكون النتائج غالباً ضمن 10% من تلك الناتجة من محاكاة مونت كارلو.

أحد المعالم المهمة في الطريقة الوسيطية أنها تشير، عبر قيمة $(1 + k^2_i)$ ، في التوزيع النسبي لكلّ متحول إلى الشك بالنتيجة. يرجع اللاحقة السفليّة i إلى أي متحول منفرد. سيكون $(1 + k^2_i)$ أكبر من 1.0: مع ارتفاع القيمة، يسهم المتحول أكثر بالشك في النتيجة. يمكننا، في المثال التالي ترتيب المتحولات حسب تأثيرها في الشك في الاستعادة النهائية. يمكننا كذلك حساب الإسهام النسبي في الشك (الشكل 7 ـ 12).



الشكل (7 ـ 12): **ترتيب وقع المتحولات على الشك في الاحتياطي.**

الهدف من هذا التمرين هو تحديد المعاملات المطلوبة لمزيد من التحري، إذا كان المجال الحالي من الشك في الاحتياطي كبيراً جداً للتورط في تطوير. يمكن، في هذا المثال، أن يوصي المهندس بمزيد من آبار التقييم أو دراسة

سيسمية أفضل للتقليل من الشك في منطقة الخزّان ونسبة الصافي إلى الإجمالي، بالإضافة إلى دراسة أكثر تفصيلاً لآلية التطوير لصقل فهم عامل الاستعادة. سيكون لدراسة خصائص المائع لتخفيض الشك في *Bo* (بسبب انكماش النفط)، تأثير صغير على تخفيض الشك بالاحتياطي. يمكن استخدام هذه المقاربة لما يلي:

- تخطيط نشاطات جمع المعطيات.
- تخطيط كيفية تخفيف تأثيرات الهبوط بالمتحولات المفتاحية.
- تخطيط كيفية الاستفادة من الصعود بالمتحولات المفتاحية.

7 ـ 2 ـ 6 **تقدير ثلاثي ـ النقطة، طريقة مختصرة** Three-point estimates: a short-cut method

إذا لم يكن هنالك معطيات كافية لوصف التوزيع المحتمل المستمر لمتحول (كما في مساحة حقل في مثال سابق)، يمكن أن نعمل تقدير غير موضوعي لقيم مرتفعة ومتوسطة ومنخفضة. إذا اختيرت باستخدام الاحتمالات التراكمية p85 وp50 وp15 الموصوفة في الفقرة (7 ـ 2 ـ 2)، عندها، يتضمن هذا بأن القيم الثلاث على الأرجح متساوية، لذلك لكلّ منها احتمال حدوث مقداره 1/3. لاحظ بأن القيم المنخفضة والمرتفعة ليست القيم الأدنى والأعلى.

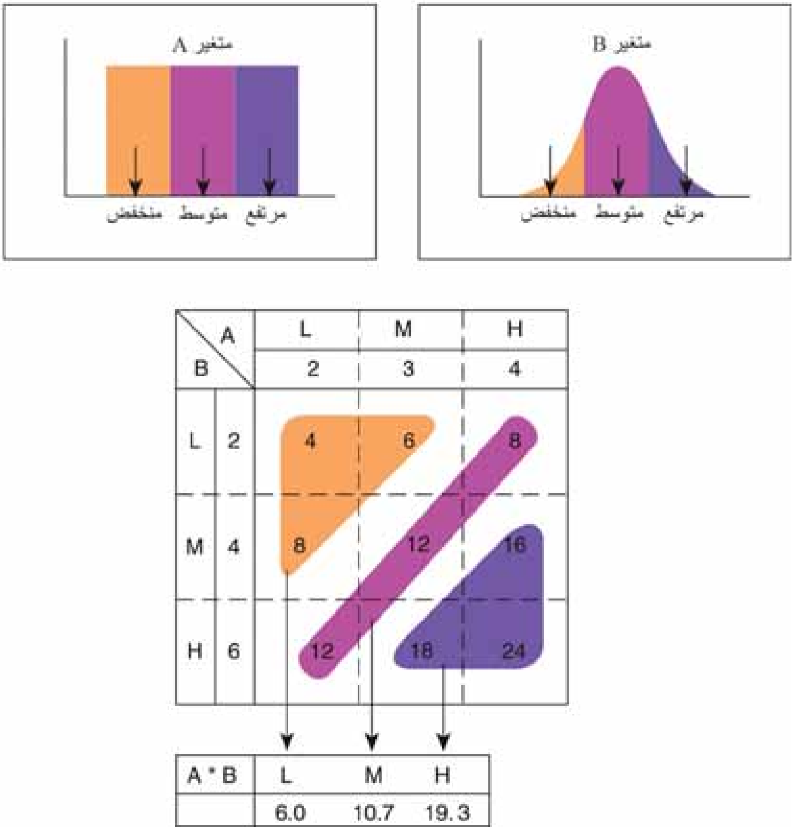
لتقدير جداء المتحولين الظاهرين في الشكل (7 ـ 13)، تكون الطريقة المختصرة هي بضرب القيم المنخفضة والمتوسطة والمرتفعة في مصفوفة (matrix) (التي اختيرت فيها الأرقام).

لاحظ بأن القيمة المنخفضة في الضم ليست القيمة الأدنى المطلقة (التي قد تكون 4، ويمكن أن تكون الناتج الممكن)، كما أن القيمة المرتفعة ليست الأعلى. تمثل القيم الثلاث (التي تحسب بأخذ متوسط القيم الثلاث الأدنى في المصفوفة، . . إلخ)، على الأرجح، نواتجَ متساوية للجداء *A*B*، كلاًّ باحتمال حدوث مقداره 1/3.

يمكن تكرار الطريقة المختصرة لتشمل متحولاً أخر، ولذلك يمكن أن تكون بديلاً للطريقتين المقدمتين سابقاً. يمكن استخدام هذه الطريقة كمحاولة

أخيرة، لكن انتبه إلى أن مجال الشك يضيق في كل مرة تعاد الطريقة، لأنه تهمل دوماً نهايات المتحولات المدخلة. قد يقود هذا إلى انطباع خاطئ عن مجال الشك في النتيجة النهائية.

ستناقش إدارة الشك بمزيد من التفصيل في الفصل الخامس عشر.



الشكل (7 ـ 13): **ضم تقديرات ثلاثي ـ النقطة** (three-point estimates).

الفصل الثامن

تقييم الحقل

Field Appraisal

مقدّمة والتطبيق التجاري: يهدف إنجاز النشاطات التقييمية للتراكمات المكتشفة إلى تخفيض الشك في وصف خزّان الهيدروكربون، وتقديم المعلومات التي يتم بواسطتها تقرير العمل التالي. قد يكون العمل التالي، مثلاً، إجراء المزيد من التقييم، أو بدء التطوير، أو لإيقاف النشاطات أو لبيع الاكتشاف. على كل حال، يجب أن يقود النشاط التقييمي إلى قرار الذي ينتج قيمة أعلى من الناتج عن قرار بغياب المعلومات التقييمية. يجب أن يكون التحسين في قيمة العمل، بأخذ المعلومات التقييمية، أكبر من كلفة النشاطات التقييمية، وإلا فالجهد التقييمي بدون جدوى.

يجب أن يكون للنشاط التقييمي أفضلية نظراً إلى مقدار التخفيض في الشك الذي يقدمه، وتأثيره في القيمة المنبثقة من العمل اللاحق.

ليس بالضرورة أن يكون هدف النشاط التقييمي هو البرهنة على وجود المزيد من الهيدروكربون. فمثلاً يجب اعتبار النشاط التقييمي الذي يبيّن بأن الاكتشاف غير اقتصادي جدير بالاهتمام، لأنه يجنّب الخسارة المالية التي قد تحدث فيما لو تم التطوير بدون تقييم.

ستبيّن هذه الفقرة دور التقييم في دورة حياة الحقل، ومصادر الشك الرئيسية في وصف الخزّان وتقنيات التقييم المستخدمة في تخفيض هذا الشك. ستقارن قيمة النشاط التقييمي بكلفتها لتحديد ما إذا كان النشاط مبرراً.

8 ـ 1 دور التقييم في دورة حياة الحقل The role of appraisal in the field life cycle

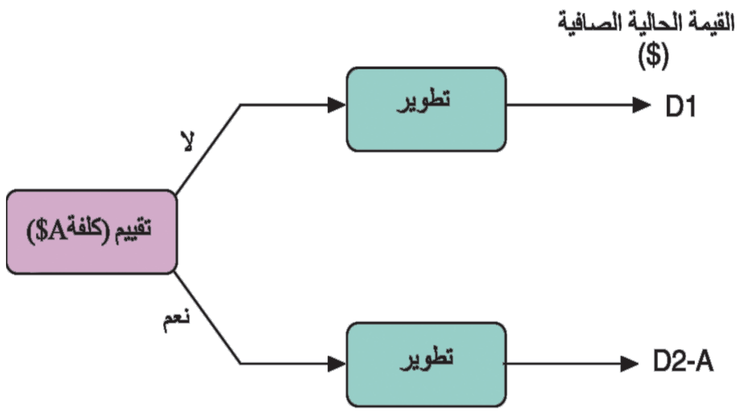
النشاط التقييمي، إذا أُنجز، هو الخطوة في دورة حياة الحقل الواقعة بين اكتشاف تراكم هيدروكربون وتطويره. دور التقييم هو تزويد معلومات مؤثرة بالكلفة (cost-effective information) التي بواسطتها يمكن اتخاذ القرار اللاحق. مِؤثرة بالكلفة تعني بأن قيمة القرار مع معلومات التقييم أكبر من قيمة القرار بدون معلومات. إذا لم يضف النشاط التقييمي قيمة أكبر من كلفته، عندها لا يستحق القيام به. يمكن أن يمثل هذا بمخطّط تدفقي (flow chart) بسيط (الشكل 8 ـ 1)، فيه كلفة التقييم هي $A. وربح (القيمة الموجودة الصافية NPV) التطوير مع معلومات التقييم هي $(D2-A) وربح التطوير بدون معلومات التقييم هي $D1.

إن نشاط التقييم ذو شأن فقط، إذا كانت قيمة الناتج مع معلومات التقييم أكبر من قيمة الناتج بدون معلومات.

أي $D2 - A > D1$

أو $A < D2 - D1$

بكلمات أخرى، يجب أن تكون كلفة التقييم أقل من التحسين في قيمة التطوير الذي يقدمه. من الضروري أحياناً اعتبار نواتج التقييم من أجل تقدير قيمة التطوير مع هذه النواتج.



الشكل (8 ـ 1): القيمة الحالية الصافية.

8 ـ 2 تعيين مصادر الشك وتحديد مقاديرها Identifying and quantifying sources of uncertainty

إن تقييم الحقل هو الأكثر استهدافاً لتخفيض مجال الشك بحجوم الهيدروكربون في المكان، ومكان تواجده والتخمين بسلوك الخزّان أثناء الإنتاج.

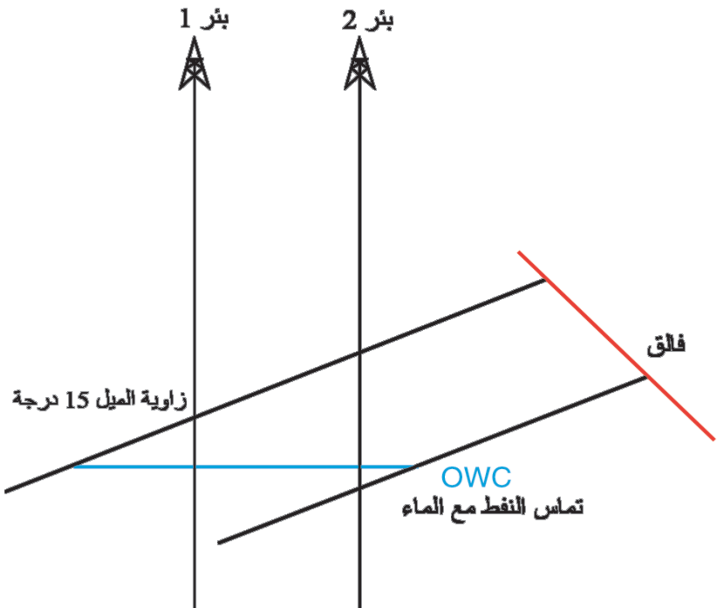
تظهر المعاملات الداخلة في تقدير النفط المخزون في المكان الأولي STOIIP والهيدروكربون في المكان الأولي GIIP والاستعادة النهائية UR وعوامل التحكم، في الجدول التالي:

مُعامل الدخل	عوامل التحكم
حجم الصخر الإجمالي	شكل البنية، ميل الجوانب، مكان الفوالق المحيطة، مكان الفوالق الداخلية، عمق حدود التماس (مثلاً، تماس النفط مع الماء)
نسبة الصافي إلى الإجمالي	البيئة الترسيبية، النشأة اللاحقة
المسامية	البيئة الترسيبية، النشأة اللاحقة
إشباع الهيدروكربون	نوعية الخزّان، الضغوط الشَعْرية
عامل حجم التَشَكُّل	نوع المائع، ضغط الخزّان وحرارته
عامل الاستعادة (الظروف الأولية فقط)	الخصائص الفيزيائية للموائع، زاوية ميل الخزّان، حجم الطبقة الحاملة، حجم القبعة الغازية

يجب ملاحظة أن عامل الاستعادة لخزّان يعتمد كثيراً على خطة التطوير، ولا يمكن استخدام الظروف الأولية فقط لتحديد هذا العامل.

يجب استخدام كافة المعاملات الواردة أعلاه لتعيين احتياطي تراكم ما. عند بناء منحني توقع للنفط المخزون في المكان الأولي والهيدروكربون في المكان الأولي أو الاستعادة النهائية، يجب استخدام مجال من القيم لكلّ معامل دخل، كما نوقش في الفقرة (7 ـ 2)، الفصل السابع. من الضروري عند تصميم خطة تقييم، تعيين أيٍّ من هذه المعاملات هو الأكثر تأثيراً في الشك بالنفط المخزون في المكان الأولي والهيدروكربون في المكان الأولي أو الاستعادة النهائية.

لنأخذ مثالاً على تقدير حجم الصخر الإجمالي، بناء على معطيات سيسمية ونتائج حفر بئرين في تشكّل (الشكل 8 ـ 2). حُدِّد المقطع العرضي وحُسِبت حالة أولية لحجم الصخر الإجمالي.



الشكل (8 ـ 2): **تَشكُّل مُقَيّم جزئياً.**

شملت القائمة العامة للعوامل المؤثرة في الشك بحجم الصخر الإجمالي، شكل التَشكُّل، وميل الجوانب، ومكان الفوالق المحيطة، ومكان الفوالق الداخلية وعمق حدود التماس (في هذه الحالة تماس النفط مع الماء). تم في المثال الوارد أعلاه اختراق البئرين لحد تماس النفط مع الماء، ويمكن تعيين ميل التشكّل من القياسات في البئر، التي بدورها ستسمح بمعايرة المعطيات السيسمية ثلاثية الأبعاد. ربما يكون مكان الفالق المحيط وميله وامتداد الحقل في المستوى المعامد لهذا المقطع هو المصادر الأكثر أهمية بالشك في الحجم الأولي للصخر. بالنظر في نوعية المعطيات السيسمية، يمكن تقدير الشك بموقع الفالق، ومؤشّرات التصدع الداخلي التي قد تؤثر في حساب الحجم.

يتطلب تعيين الشك الجيولوجي معرفة البيئة الترسيبية، والنشأة اللاحقة، والنمط البنيوي للحقل. غالباً ما يبدأ الحساب الكمي بتقدير غير موضوعي يقوم على معرفة الجيولوجيا الإقليمية. عند توفر القليل من المعطيات، تحتاج «التقديرات التخمينية (guesstimates)» أن تزود بمعطيات أو توجهات الخزّان من حقول مجاورة.

يوضح المثال بعض الخطوات الهامة في تعيين الشكوك، ثم البدء بحسابها كمياً:

- الأخذ بالاعتبار العوامل التي تؤثر في المعاملات التي تم تقييمها.
- ترتيب العوامل بناء على درجة تأثيرها.
- الأخذ بالاعتبار الشك بالمعطيات المستخدمة في حساب العامل.

يمكن استخدام نفس الإجراء في ترتيب المعاملات ذاتها (GRV, N/G, ø، S_h, B_o, RF)، لتعيين أيٍّ منها له التأثير الأكبر في HCIIP أو UR.

إن عملية الترتيب هي جزء مهم في برنامج تقييم، لأنه يجب أن تسعى النشاطات إلى تخفيف الشك في تلك المعاملات التي لها التأثير الأكبر في مجال الشك بـ HCIIP أو UR.

8 ـ 3 أدوات التقييم Appraisal tools

الأدوات الرئيسية المستخدمة في التقييم هي تلك التي نوقشت سابقاً للتنقيب، آبار الحفر وتنفيذ مسح سيسمي ثنائي الأبعاد 2D وثلاثي الأبعاد 3D. قد يتضمن النشاط التقييمي إعادة معالجة (re-processing) مسح سيسمي قديم (ثانية، 2D و3D) باستخدام تقنيات معالجة جديدة لتحسين التعريف. ليس من الضروري إعادة معالجة كل معطيات المسح: قد تعاد معالجة عيّنة لبيان ما إذا كان التحسين في التعريف جديراً بالاهتمام. في معظم الحالات التي يتوفر فيها مسح ثنائي الأبعاد، يفضل قضاء الوقت وصرف المال على تنفيذ مسح ثلاثي الأبعاد جديد.

يعد المسح السيسمي عادة أداة تنقيب وتقييم (Exploration & Appraisal (E&A)). مع ذلك، يستخدم حالياً المسح ثلاثي الأبعاد على نطاق واسع كأداة تطوير، تطبق للمساعدة في اختيار مواقع الآبار، وحتى تعيين النفط المتبقي في حقل ناضج. نوقش هذا في الفصل الثالث. على الأرجح استخدام المعطيات السيسمية المحصَّل عليها في مرحلة التقييم من حياة الحقل، خلال فترة التطوير.

يجب أن يتم النشاط التقييمي بناء على المعلومات المطلوبة. لذلك تكون الخطوة الأولى هي تحديد ما هي الشكوك التي يحاول التقييم تخفيضها، ثم ما هي المعلومات المطلوبة لتخفيض هذه الشكوك. مثلاً، إذا كانت حدود تماس المائع هي المصدر الرئيسي للشك، يكون حفر الآبار لاختراق هذه الحدود هي

الأداة المناسبة، وقد لا تكون المعطيات السيسمية أو اختبار الآبار مناسبة. فيما يلي بعض أدوات التقييم:

- اختبار التداخل (interference test) بين بئرين لتعيين انتقال الضغط عبر فالق.
- حفر بئر على جانب حقل لتحسين ضبط الميول التي حدّدت بالدراسة السيسمية.
- حفر بئر بمقطع أفقي طويل كفاية للخروج من جوانب الخزّان، وتحديد امتداد الخزّان في الجوانب (قد تقدم الآبار الأفقية معلومات تقييمية عن استمرارية الخزّان أكثر أهمية مما تقدمه الآبار الشاقولية).
- اختبار إنتاج (production test) لبئر لتعيين إنتاجية آبار التطوير المستقبلية.
- أخذ عيّنات واختبار إنتاجية العمود المائي في حقل للتخمين بتصرف الطبقة الحاملة أثناء الإنتاج أو لاختبار قابلية الحقن في العمود المائي.
- تعميق (deepening) بئر لتحري احتمال وجود نفط في العمق.
- أخذ عيّنات من البئر لتحديد تأثيرات النشأة اللاحقة.

من الجدير بالملاحظة إنه إذا كان تطوير الحقل باستخدام آبار أفقية مأخوذاً بعين الاعتبار، عندئذ ستساعد آبار تقييمية أفقية (horizontal appraisal wells) في جمع معطيات مُمَثِلة وتحديد فوائد هذه التقنية، التي ستناقش مطولاً في الفقرة (3.10)، الفصل (10).

8 ـ 4 **التعبير عن تخفيض الشك** Expressing reduction of uncertainty

إن الطريقة الأكثر بلاغة في التعبير عن الشك في HCIIP أو UR هي في استخدام منحني التوقع، كما قُدّم في الفقرة (7-2)، الفصل السابع. يمكن قراءة القيم المرتفعة (H) والمتوسطة (M) والمنخفضة (L) من منحني التوقع. يمكن تعريف تمثيل رياضي للشك بمعامل (أي STOIIP)

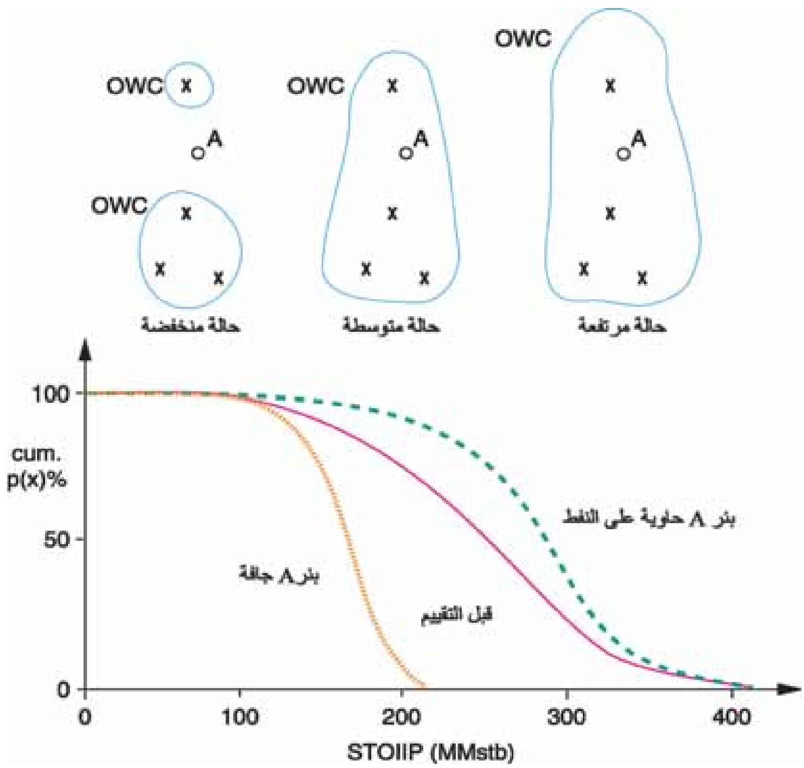
$$\%\,Uncertainty = \frac{H - L}{2M} \times 100\%$$

إن الهدف المعلن لنشاط التقييم هو تخفيض الشك. يمكن إظهار تأثير تقييم

الشك على منحني التوقع إذا فُرِضَ ناتج من التقييم. يصور ما يلي هذه العملية.

لنفرض أن أربعة آبار قد حُفرت في حقل، وحدّد الجيولوجي ثلاث خرائط لطبقة الرمل العلوي بناء على المعطيات المتوفرة. استخدمت هذه الخرائط مع مجالات معطيات المعاملات الأخرى $(N/G, S_o, \Phi, B_o)$، في بناء منحني التوقع لـ STOIIP (الشكل 8 ـ 3).

إذا كانت البئر A حاملة للنفط، عندئذ يجب أن ترتفع الحالة المنخفضة، مع أن الحالة المرتفعة قد لا تتأثر. إذا كانت البئر A حاملة للماء (جافة)، عندئذ يجب أن تنخفض الحالتان المتوسطة والمرتفعة، وقد تبقى الحالة المنخفضة على حالها. فمن أجل كلا الناتجين، يصبح منحني التوقع بعد التقييم أكثر حدة، وينخفض مجال الشك.



الشكل (8 ـ 3): **تأثير بئر تقييمية A في منحني التوقع.**

لاحظ بأنه ليس هدف البئر التقييمية إيجاد المزيد من النفط، لكن لتخفيض

مجال الشك في تقدير STOIIP. إذا كانت البئر A جافة فلا يعني أنها بئر تقييمية غير ناجحة. يجب اختيار موقع البئر A على أساس الموقع الذي خَفّضَ بشكل فعّال مجال الشك. مثلاً، قد يكون موقع إلى شمال الآبار الموجودة أكثر فعالية في تخفيض الشك. يساعد اختبار البئر التقييمية بهذه الطريقة بتحديد أين يقع المصدر الأعظم للشك.

8 ـ 5 **حسابات الكلفة ـ الفائدة للتقييم** Cost-benefit calculations for appraisal

كما نوقش في بداية هذه الفقرة، إن قيمة المعلومات من التقييم هو الفرق بين الناتج من قرار بوجود المعلومات والناتج من قرار بغياب المعلومات.

يتم تحديد قيمة المعلومات بمساعدة أشجار القرار (decision trees). اعتبر شجرة القرار التالية كطريقة لتبرير كم ينبغي الصرف على التقييم. تم افتراض أن مجال الشك في STOIIP قبل التقييم هو (قيم L, M, H على التوالي هي 20, 48, 100MMstb). يمكن للمرء إنجاز تقييم يحدّد أيّاً من الحالات الثلاث حقيقي فعلاً، ثم يضع خطة تطوير لـ STOIIP، أو يمكن الانطلاق بالتطوير بغياب معلومات التقييم، فقط لإيجاد أيٍّ من الـ STOIIPs الثلاث موجود فعلاً، بعد الالتزام بالتطوير.

يوجد نوعان من العُقد في شجرة القرار: عُقد القرار (مستطيلة) (decision nodes) وعقد الحظ (دائرية) (chance nodes). يمكن لعُقد القرار التشعب إلى مجموعة من الأعمال المحتملة، بينما تتشعب عُقد الحظ إلى عدد من النتائج أو الحالات.

يمكن اعتبار أن شجرة القرار كخطة طريق تشير إلى الترتيب الزمني الذي ستنجز به سلسلة من الأعمال، وتظهر عدة مسارات ممكنة، فيسلك واحداً منها فقط.

ترسم الشجرة بدءاً من القرار الأول الذي يجب اتخاذه، ويُسأل أيّ الأعمال ممكنة، ثم اعتبار كل النتائج الممكنة من هذه الأعمال، ويتبع باعتبار كل الأعمال المستقبلية التي يمكن اتخاذها عند معرفة تلك النتائج، وهكذا. تبنى الشجرة بترتيب زمني من اليسار إلى اليمين.

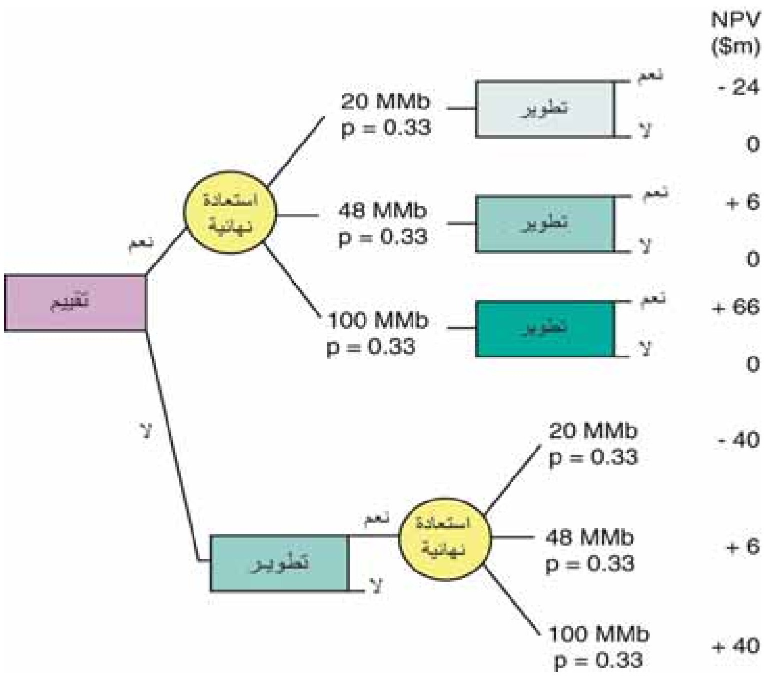
ثم توضع أوراق الشجرة على المخطّط، بدءاً من المستقبل الأبعد: على الجانب الأيمن. تمثل القيم على أوراق الشجرة القيم الموجودة الصافية (NPVs) لتدفقات النقد (cashflows)، التي تماثل النتائج المنفردة.

تقدر بعدها، احتمالات كل غصن من عُقد الحظ وتلحظ على المخطّط.

وأخيراً، يمكن إنجاز التقييم بالرجوع إلى الشجرة، بدءاً من الأوراق والعمل رجوعاً نحو جذور الشجرة.

ليس، بالإمكان، التكهّن أيّاً من النواتج الفعلية ستكون لعقد الحظ، لذا تؤخذ كل نتيجة مع الاحتمال الموافق لها. إن قيمة عقدة الحظ هي متوسط إحصائي (موزون) لكلّ نتائجها.

يفترض، بالنسبة إلى عقد القرار، أن الإدارة الجيدة ستقودنا إلى تحديد العمل الذي سينتج أعلى القيم الموجودة الصافية NPV. لذا فقيمة عقدة القرار هي أفضل قيم أعمالها (الشكل 8 ـ 4).



الشكل (8 ـ 4)**: شجرة قرار للتقييم.**

القرار الأول في المثال، هو: هل يُجرى التقييم أو لا؟ إذا جرى التقييم، هنالك ثلاثة نواتج محتملة ممثلة بعقدة حظ: المرتفعة، والمتوسطة والمنخفضة لـ STOIIP. تلحظ على أغصان عقدة الحظ الاحتمال المقدر للنواتج (0.33 في

كل حالة). يجب أن يكون مجموع الاحتمالات على كل أغصان عقدة الحظ مساوياً للواحد، لأنه يجب أن تصف الأغصان كل النواتج المحتملة. القرار التالي، هو: هل يجب إجراء التطوير أو لا؟ يجب تصميم خطة التطوير المناسبة لـ STOIIP، ويجب أن يكون لها منحنيات الكلفة والتخمين المختلفة. يمكن رؤية أن التطوير لحالة STOIIP المنخفضة سينتج قيمة موجودة صافية سالبة.

إذا لم ينجز أيُّ تقييم، وبدأ التطوير، مثلاً، على الحالة المتوسطة لـ STOIIP بقيمة 48MMstb، عندئذ لن توجد STOIIP الفعلية حتى تبنى المنشآت وتحفر آبار التطوير المبكرة. إذا تبين بأن STOIIP كانت 20MMstb فقط، عندئذ سيخسر المشروع 40 مليون دولار، عندئذ ستفرض القيمة الموجودة الصافية بأنها هي نفسها للحالة المتوسطة بعد التقييم. إذا كانت STOIIP فعلياً مساوية لـ 100MMstb، عندئذ ستكون القيمة الموجودة الصافية NPV NPV مساوية 40+ مليون دولار أقل من الحالة بعد التقييم (66+ مليون دولار) لأن المنشآت صغيرة جداً للتعامل مع احتمال إنتاج إضافي.

في المثال، يقود التطوير بدون تقييم إلى قيمة موجودة صافية NPV وهي المتوسط الموزون للناتج: $ million = (-40 + 6 + 40)/3 = + $2 million. يسمح التطوير بعد التقييم للقرار بعدم التطوير في حالة STOIIP، ويكون المتوسط الموزون للناتج: $million (0 + 6 + 66)/3 = + $24 million.

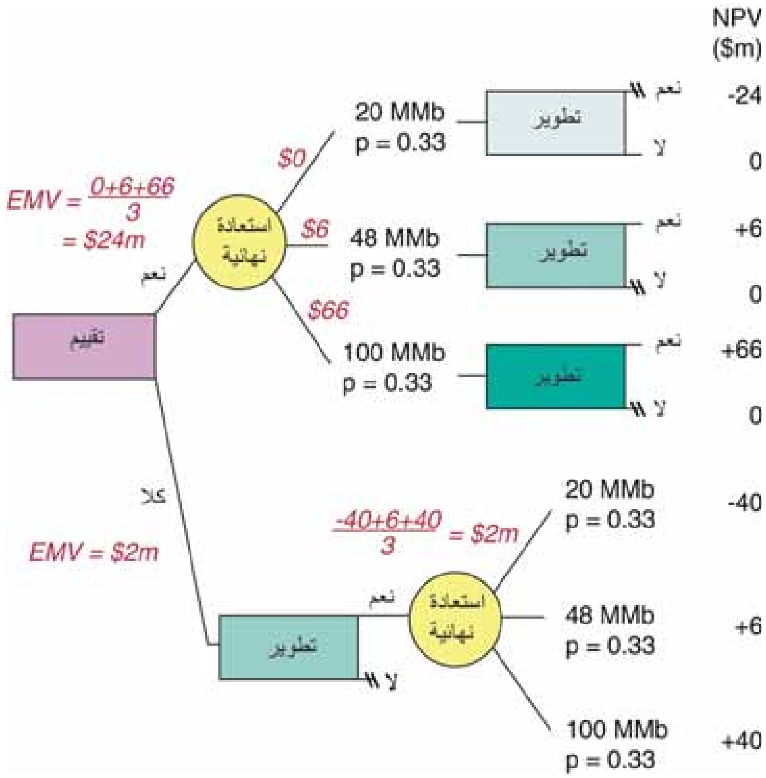
قيمة معلومات التقييم = قيمة الناتج مع معلومات التقييم ـ قيمة الناتج بدون معلومات التقييم

= 24 مليون دولار ـ 2 مليون دولار = 22 مليون دولار

لذلك من المبرر، في هذا المثال، صرف 22 مليون دولار على نشاط التقييم، الذي سيميز بين حالات STOIIP المرتفعة والمتوسطة والمنخفضة. إذا كان تعيين هذا سيكلف أكثر من 22 مليون دولار، عندئذ من الأفضل المتابعة بدون التقييم. لذلك استخدمت شجرة القرار لوضع قيمة لنشاط التقييم، وللإشارة إلى متى لا يستحق القيام بالتقييم.

يعطي الشكل (8 ـ 5) نفس شجرة القرار، لكنها عُكست (rolled-back) لإظهار قيمة معلومات التقييم ـ الفرق مع معلومات التقييم، والقيمة المالية المتوقعة (EMV) بدون معلومات التقييم. (EMV) هي القيمة المالية المتوقعة (Expected)

Monetary Value (EMV)؛ ناتج المخاطرة الموزون لغصن الشجرة.



الشكل (8 ـ 5): شجرة قرار معكوس (rolled-back).

الهدف من استخدام مقاربة شجرة القرار لأنها توضح عملية اتخاذ القرار. كذلك، قد يخدم النظام المطلوب لبناء شجرة قرار منطقية لتوضيح القرارات الأساسية ويبرز الشك.

يسمح النظام المالي (fiscal regime) (أو النظام الضريبي) في بعض الدول باعتبار كلفة نشاط التنقيب والتقييم E&A للتعويض مقابل الناتج كسماح مالي قبل حساب الناتج الخاضع للضريبة. لذلك تكون كلفة التقييم قد خُفِّضت بالنسبة إلى شركة تسَوق الضريبة، ويجب أن يعرف هذا عند صياغة حسابات الكلفة ـ الفائدة.

8 ـ 6 الجوانب العملية للتقييم Practical aspects of appraisal

كثيراً ما يوجد، بالإضافة إلى جوانب الكلفة ـ الفائدة لنشاطات التقييم،

اعتبارات أخرى التي تؤثر في تخطيط التقييم، مثل:

- الضغط الزمني لبدء التطوير (مثلاً، ناتج من عقد مشاركة الإنتاج الذي يقيّد فترة التنقيب والتقييم).
- آراء الشركاء في الرقعة.
- توفر الموارد المالية لدى المُشَغل والشركاء.
- زيادة الحافز لإجراء التقييم بسبب السماح الضريبي المتاح للتقييم.
- توفر الحفّار.

كثيراً ما تهجر آبار التقييم بعد جمع المعلومات المطلوبة، بوضع إسمنت وسدّادات معدنية في البئر ثم تغطية البئر بجهاز خاتم. إذا تبين أن تطوير الحقل واعد، يجب الأخذ بعين الاعتبار إيقاف آبار التقييم. يستلزم هذا تأمين البئر بطريقة معترف بها باستخدام أجهزة السلامة التي يمكن إزالتها لاحقاً، للسماح باستخدام البئر للإنتاج أو للحقن أثناء تطوير الحقل، يشار أحياناً إلى مثل هذه البئر باسم «الحافظ (keeper). يجب، عادة، إعطاء الاعتراف من قبل سلطات الدولة المضيفة لإيقاف البئر مؤقتاً. قد يوفر عمل كهذا بعض كلفة حفر بئر تطوير جديدة، مع أنه في الحالات البحرية، تكون كلفة إعادة استخدام بئر تقييم بإعادة تركيب رأس بئر (wellhead) تحت بحري، ومَرَدّة (tie-back) خط تدفق، وماسورة صاعدة (riser) مُعادِلة لكلفة حفر بئر جديدة.

في المواقع التي تكون فيها إضافة منشآت للتطوير رخيصة نسبياً، قد يكون تطوير الحقل الممرحل (phased development) خياراً. فبدلاً من تخفيض الشك لوضع خطة تطوير مثالية قبل بدء التطوير، قد ينجز التطوير والتقييم بشكل متزامن. تستخدم نتائج التقييم في التطوير المبكر لتحديد الجزء التالي من خطة التقييم. إن لهذا فائدة توحيد جمع المعطيات مع الإنتاج المبكر، الذي يساعد كثيراً على توفر النقد للمشروع. إن التطوير الممرحل مع تقييم متزامن، أكثر ملاءمة للتطويرات الشاطئية والمياه الضحلة حيث تكاليف المنشآت أقل. في تطويرات المياه البحرية العميقة، وباستخدام منصّة حفر وإنتاج مدمجة، يوجد حافز أقوى بكثير لتصميم صحيح للمنشآت في مرحلة مبكرة، لأن الإضافات والتعديلات اللاحقة أكثر كلفة بكثير.

الفصل التاسع

سلوك الخزّان الديناميكي

Reservoir Dynamic Behaviour

مقدّمة والتطبيق التجاري: يعتبر سلوك الخزّان والبئر تحت الشروط الديناميكية معاملات أساسية في تحديد ما هو جزء الهيدروكربون في المكان الأولي HCIIP الذي سَيُنتج إلى السطح خلال عُمْر الحقل، وبأي معدل سَيُنتج وما هي الموائع غير المرغوب فيها، مثل الماء، سَتُنتج. سيملي هذا السلوك تدفق الدخل الذي يولّده التطوير من خلال بيع الهيدروكربون. يرتبط إنجاز الخزّان والبئر بخطة التطوير السطحية، ولا يمكن أخذه بشكل منعزل، إذ تتطلب خطط تطوير تحت سطحية مختلفة منشآت سطحية مختلفة. لذلك فاستقراء سلوك الخزّان والبئر مركبات حاسمة في تخطيط تطوير الحقل، ويلعب كذلك دوراً رئيسياً في إدارة الخزّان أثناء الإنتاج.

ستبحث هذه الفقرة بسلوك موائع الخزّان بصورة رئيسية، بعيداً عن البئر، لوصف ما يتحكم بانزياح الموائع نحو البئر. إن فهم هذا السلوك مهم عند تقدير عامل الاستعادة RF للهيدروكربون، والتكهن بإنتاج كلٍّ من الهيدروكربون والماء. سيؤخذ بعين الاعتبار في الفصل العاشر، تصرف تدفق المائع من فوهة البئر، وهذا سيؤثر في عدد الآبار المطلوبة للتطوير، وتحديد أماكنها.

9 ـ 1 القوة الدافعة للإنتاج The driving force for production

إن موائع الخزّان (النفط، الماء، والغاز) والنسيج الصخري موجودة تحت حرارة وضغط مرتفعين؛ أي أنها مضغوطة قياساً إلى كثافاتها العادية في الحرارة

والضغط النظاميين. سينتج أيّ انخفاض في الضغط على الموائع أو الصخر زيادة في الحجم، بناء على تعريف الانضغاطية، وكما نوقش في الفقرة (6 ـ 2)، الفصل السادس، فقد فرضت شروط تساوي الحرارة في الخزّان. تعرف الانضغاطية متساوية درجة الحرارة (c) (Isothermal Compressibility)، وكما يلي:

$$c = -\frac{1}{V}\frac{dV}{dP}$$

بتطبيق هذا مباشرة على الخزّان، عند إزالة حجم من المائع (dV) من المنظومة من خلال الإنتاج، سيحدد هبوط الضغط (dP) من الانضغاطية والحجم (V) لمركبات منظومة الخزّان (الموائع بالإضافة إلى نسيج الصخر). بفرض انضغاطية النسيج الصخري مهملة (وهذا صحيح للكل ماعدا صخور خزّان تحت ـ متراصة وضعيفة التصلب والمنظومات منخفضة المسامية جداً)

$$dV = \left[c_o V_o + c_g V_o + c_w V_w\right] dP$$

حيث تشير o وg وw إلى نفط، غاز، ماء على التوالي. يمثل الحد dV سحب الموائع الباطنية من الخزّان، التي قد تكون مزيجاً من نفط وغاز وماء. تعتمد الانضغاطيات الدقيقة للموائع على حرارة الخزّان وضغطه، لكن تشير المجالات التالية إلى الانضغاطيات النسبية:

$$c_o = 10 \times 10^{-6} \text{ to } 20 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$c_g = 500 \times 10^{-6} \text{ to } 1500 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$c_w = 3 \times 10^{-6} \text{ to } 5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

للغاز انضغاطية أعلى بكثير من النفط والماء، ولذلك يتمدد بكمية أكبر نسبياً لأي هبوط بالضغط. بينما تسحب الموائع الباطنية (أي حدوث الإنتاج)، يتمدد أي غاز حالاً ليحل في الفراغ، مع انخفاض صغير بضغط الخزّان. إذا كان النفط والماء موجودين فقط في منظومة الخزّان، سيحدث انخفاض أكبر بكثير في ضغط الخزّان لنفس كمية الإنتاج.

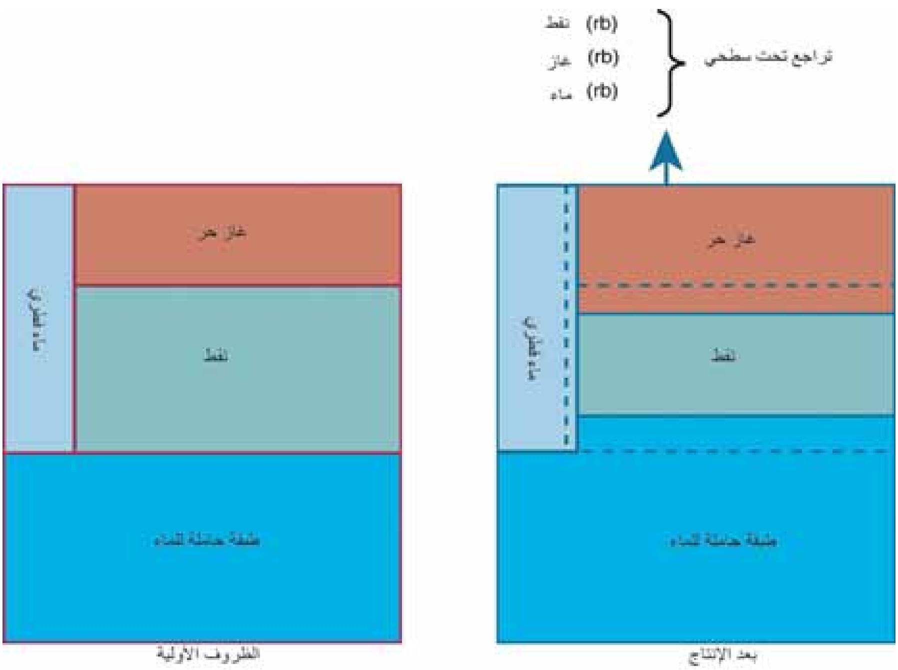
يعمل تمدد موائع الخزّان، التابع لحجمها وانضغاطيتها، كمصدر للطاقة الدافعة التي قد تعمل على تعزيز الإنتاج الأولي (primary production) من

الخزّان. يعني الإنتاج الأولي استخدام الطاقة الطبيعية المخزونة في الخزّان كآلية دافعة للإنتاج. تقتضي الاستعادة الثانوية (secondary recovery) إضافة بعض الطاقة إلى الخزّان بحقن موائع مثل الماء أو الغاز، لتعزيز ضغط الخزّان بينما يجري الإنتاج.

يُظهر الشكل (9 ـ 1) كيفية حدوث تمدد الموائع في الخزّان لتحل محل الموائع التي أُنتِجت على السطح أثناء عملية الإنتاج.

نوقشت العلاقة بين الحجوم تحت السطحية (مقاسة ببراميل الخزّان) والحجوم على السطح في الفقرة (6 ـ 2)، الفصل السادس. أشير إلى العلاقات كالتالي:

		المدى النمطي
عامل تَشَكُّل حجم نفط الخزّان	B_o (rb/stb)	1.1-2.0
عامل تَشَكُّل حجم غاز الخزّان	B_g (rb/stb)	0.002-0.0005
عامل تَشَكُّل حجم ماء الخزّان	B_w (rb/stb)	1.0-1.1



الشكل (9 ـ 1): تمدد الموائع لتحل محل الحجوم المنتجة.

هنالك إسهام إضافي في الطاقة الدافعة هو تراص المسام (pore compaction)، أدخل في الفقرة (6 ـ 2)، الفصل السادس. يزداد ضغط الحبيبة على الحبيبة، عندما ينخفض ضغط مائع المسام نتيجة الإنتاج، مما يؤدي إلى تقارب حبيبات الصخر، وبذلك ينخفض حجم المسام المتبقي، مما يضيف فعلياً إلى الطاقة الدافعة. إن التأثير صغير عادة (أقل من 3٪ من الطاقة المقدّمة من تمدد المائع)، لكن قد يقود إلى تراص الخزّان وهبوط السطح في الحالات التي يهبط بها ضغط مائع المسام كثيراً وتكون حبيبات الصخر منخفضة التراص.

يصف مهندسو الخزّان العلاقة بين حجم الموائع المنتجة، وانضغاطية الموائع وضغط الخزّان باستخدام تقنيات توازن المادة (material balance). تُعامل هذه المقاربة الخزّان مثل صهريج مملوء بالنفط والماء والغاز وصخر الخزّان بالحجوم المناسبة، لكن بدون اعتبار توزيع الموائع (أي، التوزيع التفصيلي أو حركة الموائع ضمن المنظومة). يستخدم توازن المادة خصائص الضغط والحجم والحرارة للموائع التي وصفت في الفقرة (6 ـ 2 ـ 6)، الفصل السادس، ويأخذ بالاعتبار تغيّرات خصائص الموائع مع الضغط. هذه التقنية، أولاً، مفيدة بالتخمين بكيفية استجابة ضغط الخزّان للإنتاج. وثانياً، يمكن استخدام توازن المادة لتخفيض الشك بحساب الحجوم، بقياس ضغط الخزّان والإنتاج التراكمي خلال طور الإنتاج في حياة الحقل. سيُعرض، في الفقرة التالية، مثالٌ لأبسط معادلة توازن للمادة لخزّان نفطي فوق نقطة التفقع.

9 ـ 2 آليات سَوق الخزّان Reservoir drive mechanisms

بيّنت الفقرة السابقة بأن الموائع الموجودة في الخزّان، وانضغاطياتها وضغط الخزّان تحدد جميعها كمية الطاقة المخزونة في المنظومة. يمكن تمييز ثلاث مجموعات من حالات المائع الأولية للنفط، ويمكن وصف سلوك الخزّان والإنتاج لكلّ حالة، كما يلي:

آلية الحركة	حالة المائع الأولية
سَوق غاز المحلول (أو قوة النضوب الدافعة)	نفط تحت ـ مشبع (غياب القبعة الغازية)
سَوق غاز القبعة (gas cap)	نفط مشبع مع قبعة غازية
سَوق الماء من خلال الحقن أو بوجود طبقة حاملة للماء كبيرة في الأسفل	نفط مشبع أو تحت مشبع

9 ـ 2 ـ 1 سَوق غاز المحلول (أو سَوق النضوب) Solution gas drive (or depletion drive)

يحدث سَوق غاز المحلول في خزّان لا يحوي قبعة غازية أولية أو طبقة حاملة للماء نشطة في الأسفل لدعم الضغط، ولذلك ينتج النفط القوة الدافعة الناتجة من تمدد النفط والماء المقرون أو الفطري، بالإضافة إلى أي سَوق تراص. إن ما يقدمه التراص والماء المقرون أو الفطري للقوة الدافعة صغير، لذلك تسود انضغاطية النفط، الطاقة الدافعة. ونظراً إلى أن انضغاطية النفط نفسها منخفضة، يهبط الضغط سريعاً مع حدوث الإنتاج، حتى يصل إلى نقطة التفقع (bubble point).

تُمثِّل معادلة توازن المادة التي تربط حجم النفط المنتج (N_p stb) إلى هبوط الضغط في الخزّان (ΔP) كما يأتي:

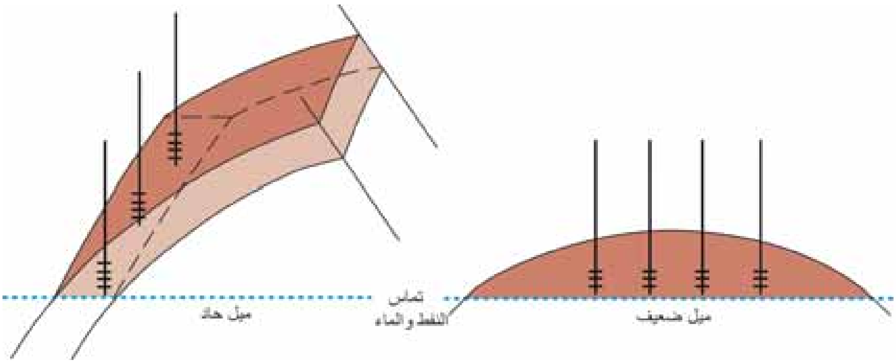
$$N_pB_o = NB_{oi}C_e\Delta P$$

حيث B_o عامل حجم نفط الخزّان تحت ضغط الخزّان المنخفض (rb/stb)؛ B_{oi}، عامل حجم نفط الخزّان تحت ضغط الخزّان الأولي (rb/stb)؛ C_e متوسط انضغاطية حجم النفط والماء المقرون والصخر (psi^{-1})؛ وN النفط المخزون في المكان الأولي STOIIP (stb).

عند الوصول إلى نقطة التفقع، يبدأ الغاز المنحل بالتحرر من النفط، وبما أن للنفط المتحرر انضغاطية عالية، يتباطأ معدل هبوط الضغط بوحدة الإنتاج.

حالما يتغلب الغاز المتحرر على إشباع الغاز الحرج في المسام، الذي يكون تحته ثابتاً في الخزّان، يمكنه إما الهجرة إلى قمة الخزّان تحت تأثير قوى الطفو(buoyancy forces)، أو التحرك باتجاه الآبار المنتجة تحت تأثير القوى الهيدرودينامیكية الناتجة من الضغط المنخفض المتولد من بئر الإنتاج. يفضّل، من أجل استخدام انضغاطية الغاز العالية، أن يشكّل الغاز قبعة غازية ثانوية (secondary gas cap) لتسهم في الطاقة الدافعة. يمكن تشجيع ذلك بتخفيض مخروط هبوط الضغط أو غاطس الضغط (pressure sink) حول آبار الإنتاج (وهذا يعني إنتاجاً أقل من كل بئر) وبتحديد مواقع آبار الإنتاج بعيداً عن قمة (crest) الحقل. في الحقول حادة الميلان تقع الآبار في أسفل الجوانب المنحدرة عادةً. مع ذلك، تثقب الآبار في مثل هذه الحقول بأخفض ما يمكن للابتعاد عن أي

قبعة غازية ثانوية (الشكل 9 ـ 2). هذا ويُعتبر مشكلة تمخرط أو امتصاص الماء (water coning)، التي ستناقش في الفقرة (10 ـ 2) من الفصل العاشر، من الأمور المعوقة التي تتطلب تحديد عمق وموقع الثقب اللازم إحداثه بدون امتصاص كميات زائدة من الماء.

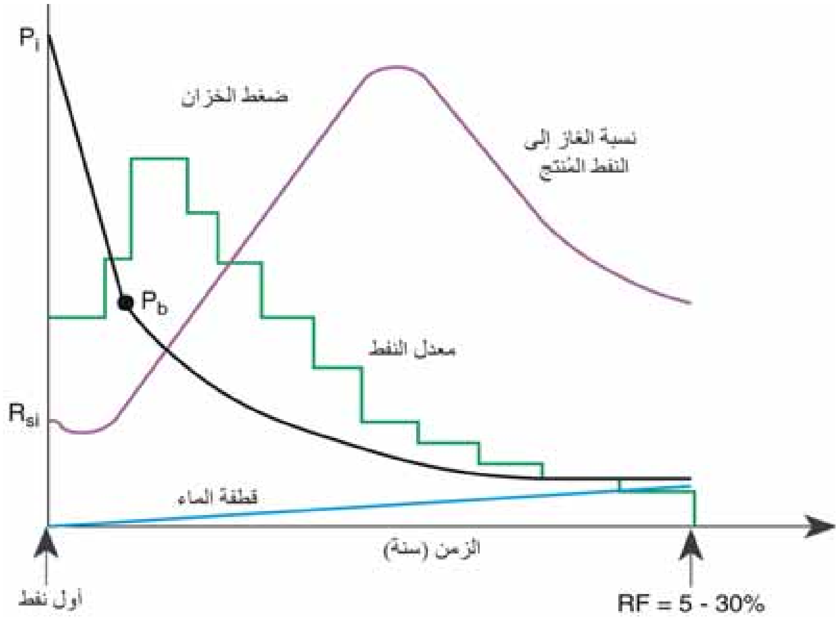


الشكل (9 ـ 2): موقع الآبار وأثره في دفع الموائع بالغاز.

يظهر في الشكل (9 ـ 3) منحني سيماء الإنتاج (production profile) لخزّان طُوّر لدفع المحلول بواسطة الغاز.

وكما في كلّ منحنيات سيماء الإنتاج، يوجد ثلاثة أطوار واضحة، ومُعرّفة من خلال النظر إلى معدل إنتاج النفط (إلى ذلك الحقل) هذا، وبعد تاريخ الإنتاج الأول (first production date) يوجد فترة تنامي (build-up)، يتم فيها حفر آبار التطوير وتدخل في مجرى الإنتاج، ويعتمد شكل الإنتاج على البرنامج الزمني للحفر. وحالما يتم الوصول إلى الاستقرار (plateau)، تمتلئ المنشآت ويوقف أي إنتاج إضافي ممكن من الآبار. تصمم المنشآت عادة على معدل استقرار يؤمن استخراجاً (offtake) أمثل من الحقل، والأمثل هنا هو التوازن بين إنتاج نفط أبكر ما يمكن مع تجنب أي انزياح غير مستحب في الخزّان ناتج من إنتاج أسرع مما يجب، وبالتالي فقدان الاستعادة النهائية. يتغيّر معدل الإنتاج النمطي خلال فترة الاستقرار التي تتراوح بين 2 إلى 5٪ من النفط المخزون في المكان الأوّلي في السنة، وحالما يصبح أهمية البئر غير قادر على المحافظة على معدل استقرار النفط، تبدأ فترة الانحدار (decline) وتستمر حتى يتم الوصول إلى معدل الهجر (abandonment rate) ويفضّل الإشارة إلى الهجر بعبارة وقف التشغيل

(decommissioning) نهائياً، عندما تصبح كلفة الإنتاج أكبر من عائدات الإنتاج.



الشكل (9 ـ 3): منحني سيماء الإنتاج لخزّان يُساق فيه المائع بالغاز (حقن غازي).

في حالة سَوق المائع بالغاز، يهبط ضغط الخزّان بسرعة كبيرة حالماً يبدأ الإنتاج، وخاصة فوق نقطة التفقع، نظراً إلى أن انضغاطية المنظومة واطئة. ونتيجةً لذلك تفقد آبار الإنتاج قدرتها على التدفق السريع إلى السطح، وليس ذلك بسبب فترة الاستقرار القصيرة فقط، وإنما لأن الانحدار سريع أيضاً.

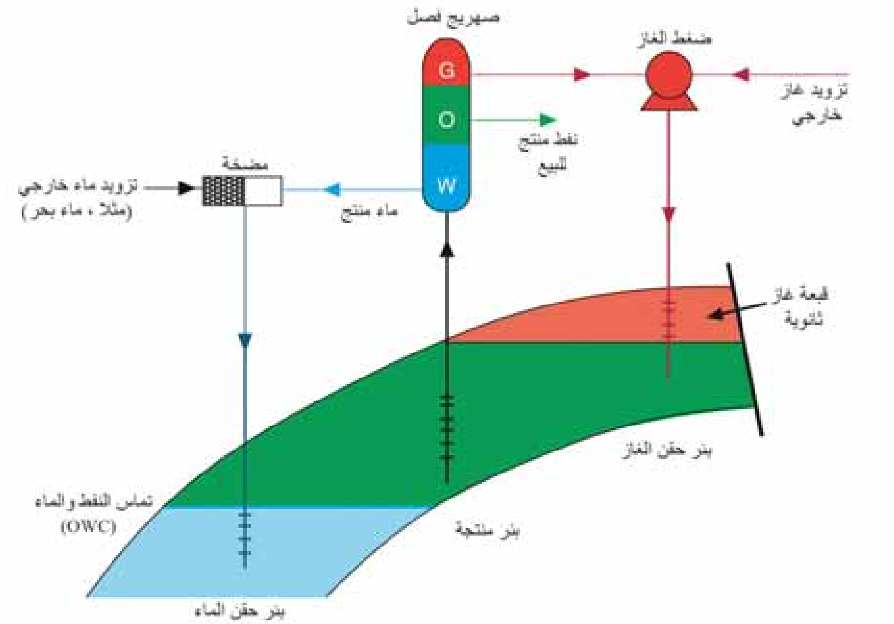
تبدأ نسبة الغاز إلى النفط المنتجة GOR في المائع الأوّلي GOR (R_{si}) بالتناقص حتى الوصول إلى الدرجة الحرجة لإشباع الغاز، عندها يزداد GOR بسرعة مع تحرر الغاز المنتج في الآبار، إما مباشرة مع تحرره أو بسحبه إلى الآبار المنتجة من القبعة الغازية الثانوية. تتمدد القبعة الغازية الثانوية مع الزمن، مع تحرر المزيد من الغاز، ولذلك تقترب من الآبار المنتجة، مما يزيد احتمال سحب الغاز من القبعة الغازية الثانوية. قد تهبط نسبة GOR في سنوات لاحقة مع تلاشي حجم الغاز في الخزّان.

من ناحية أخرى تبقى قطعة الماء (water cut) صغيرة عادة في خزّانات سَوق المحلول بالغاز، بفرض وجود ضغط داعم منخفض مقدم من المكمن

المائي السفلي. يشار إلى قطفة الماء بـ BS&W (رسوبات قاعدية وماء base (sediments and water)، وتعّرف كما يلي:

$$\text{قطعة الماء}\ (\mathbf{BS}\&W) \frac{\text{إنتاج الماء (stb)}}{\text{إنتاج النفط+الماء (stb)}} \times 100\,(\%)$$

يقع عامل الاستعادة النمطي (RF) لخزّان طُوِّرَ بدفع المائع بالغاز في المجال 30-5٪، اعتماداً على ضغط الخزّان المطلق، ونسبة GOR في الخام، وظروف الهجر وميل الخزّان. ويمكن إنجاز النهاية العليا لهذا المدى في خزانات الميلان العالي (السماح بفصل القبعة الغازية الثانوية والنفط)، مع نسبة GOR، وخام خفيف وضغط خزّان أوّلي عالٍ. هذا وتتسبب ظروف الهجر عادةً من نسب GOR عالية والافتقار إلى ضغط الخزّان اللازم لمساندة الإنتاج.



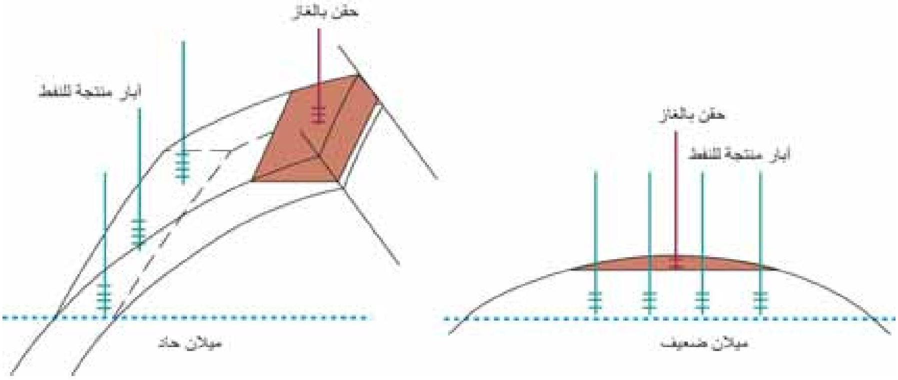
الشكل (9 ـ 4): الاستعادة الثانوية: مشروع حقن غاز أو ماء.

يمكن تعزيز عامل الاستعادة RF المنخفض جداً بتطبيق تقنيات استعادة ثانوية، خاصة بحقن الماء أو الغاز، بهدف الحفاظ على ضغط الخزّان وإطالة

كلٍّ من فترتي الاستقرار والانحدار. إن القرار بتطبيق تلك التقنيات (يتم اختيار أحدها فقط) هو تقني واقتصادي معاً. ومن الاعتبارات التقنية التزويد الخارجي للغاز، وملائمة حقن الموائع في الخزّان. يشير الشكل (9 ـ 4) إلى كيفية تطبيق هذه التقنيات. وممّا يتوجب لَحظه، بأنه من غير المستحب اعتماد حقن كلّ من الماء والغاز بشكل متزامن ـ يتم عادة اختيار أحدهما في تقنية الاستعادة الثانوية.

9 ـ 2 ـ 2 **سَوق القبعة الغازية:** Gas cap drive

إن الشرط الأوّلي المطلوب لسَوْق القبعة الغازية هو وجود قبعة غازية أولية. تُؤَمِّن انضغاطية الغاز العالية طاقة السَوق اللازمة للإنتاج، وكلما كبرت القبعة الغازية، زادت الطاقة المتاحة. هذا ويتبع موقع البئر نفس التداعيات والاستدلالات، كما في حالة سَوق المائع بالغاز؛ الهدف هو وضع آبار الإنتاج وثقوبها بعيداً قدر الإمكان عن القبعة الغازية (التي سوف تتمدد مع الزمن) (الشكل 9 ـ 5)، ولكن ليس قريباً جداً من حد تماس النفط مع الماء بحيث يسمح بإنتاج كبير للماء من خلال التمخرط (انظر فقرة (10 ـ 2)، الفصل العاشر.

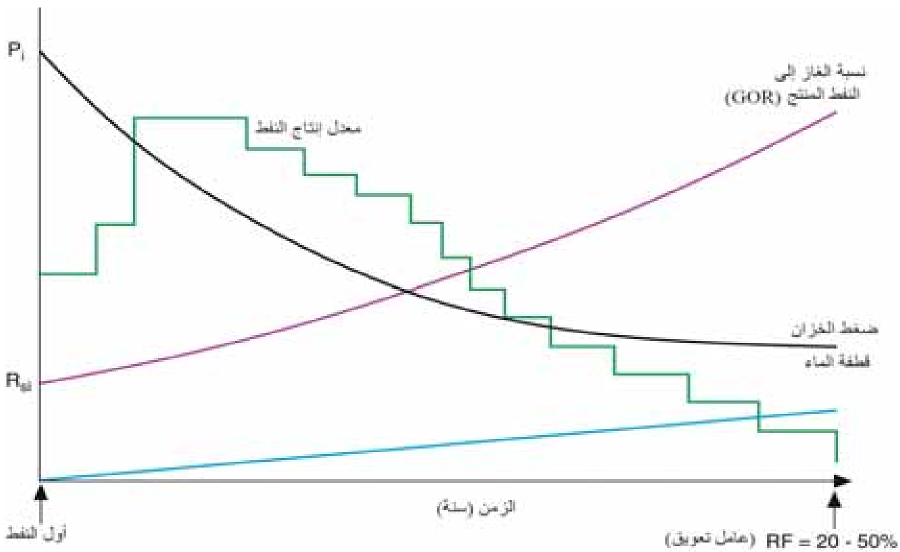


الشكل (9 ـ 5)**: موقع الآبار للسَوق بغاز القبعة.**

مقارنةً بحالة سَوق المائع بالغاز، يُظهر منحني الإنتاج النمطي لسَوق القبعة الغازية انحداراً أبطأ في ضغط الخزّان، بسبب الطاقة التي تقدمها القبعة الغازية عالية الانضغاط، مما يؤدي إلى استقرار أطول وانحدار أبطأ (الشكل 9 ـ 6). تزداد نسبة الغاز إلى النفط (GOR) المنتجة كلما اقتربت القبعة الغازية

من آبار الإنتاج، أو تسرب الغاز بالامتصاص أو التقرن إلى الآبار المنتجة. مرة ثانية، بافتراض حركة مهملة للطبقة الحاملة للماء، وبقاء القطفة المائية منخفضة (بمرتبة 10٪ في نهاية عمر الحقل). تقع عوامل الاستعادة النمطية لسَوق القبعة الغازية في المدى 20–60٪، متأثرة بميلان الحقل وحجم القبعة الغازية. تمثل قبعة غازية صغيرة 10٪ من حجم النفط (في شروط الخزّان)، بينما تمثل قبعة غازية كبيرة 50٪ من حجم النفط. تتسبب شروط الهجر من نسبة (GOR) عالية جداً، أو من الافتقار إلى ضغط الخزّان المساند للإنتاج، ويمكن تأجيله بتخفيض الإنتاج من الآبار ذات نسبة الـ (GOR) العالية، أو بإعادة إكمال (recompleting) تلك الآبار لكي تنتج بعيداً عن القبعة الغازية. سَيُناقش موضوع إعادة إكمال الآبار باستفاضة أكثر في الفقرة (10 ـ 7) من الفصل العاشر.

يمكن تعويض سَوق قبعة الغاز الطبيعي بإعادة حقن (reinjection) الغاز المنتج، مع احتمال إضافة غاز صناعي من مصدر خارجي. يجب أن تكون بئر حقن (injection well) الغاز موجودة في قمة التشكّل، وأن يتم الحقن في القبعة الغازية الموجودة.



الشكل (9 ـ 6): منحني سيماء إنتاج: سَوق بغاز القبعة.

9 ـ 2 ـ 3 **سَوق الماء** Water drive

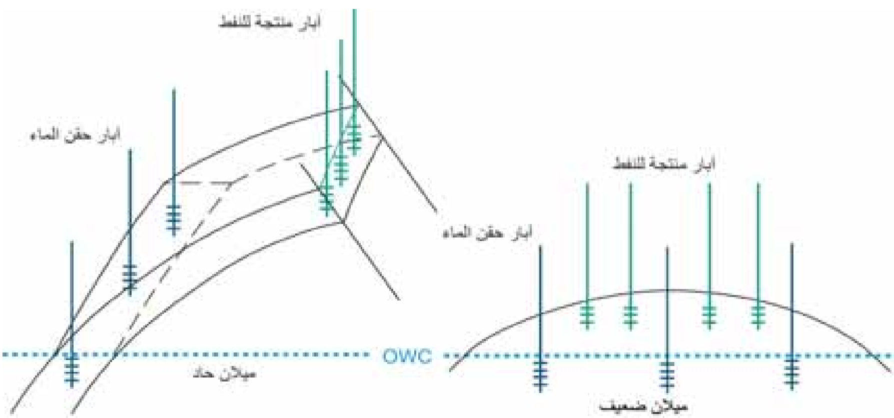
يحدث دفع الماء الطبيعي (natural water drive) عندما يكون المكمن المائي التحتي كبيراً (نموذجاً أكبر بعشرة أضعاف حجم النفط)، والماء قادر على التدفق إلى عمود النفط، أي أن له ممر اتصال (communication path) ونفوذية كافية (sufficient permeability). فإذا تحققت هذه الشروط فحالما يوَلّد الإنتاج من عمود النفط هبوطاً للضغط يستجيب المكمن بالتمدد، ويتحرك الماء إلى عمود النفط ليملأ الفراغ الذي تولّد بسبب الإنتاج. بما أن انضغاطية الماء منخفضة فيتطلب أن يكون حجم الماء كبيراً لجعل العملية فعّالة، لذلك هناك حاجة إلى مكمن متصل وكبير. في هذا السياق، كلمة «كبير» تعني 10 إلى 100 ضعف حجم النفط في ذلك المكان.

من الصعب عادة تخمين حجم ونفوذية المكمن المائي، وذلك بسبب قلّة المعطيات المُجمعة عن عمود الماء؛ وذلك لأن تقارير التقييم والاستكشاف توجّه أساساً إلى تحديد موقع النفط. لذا، تبقى استجابة المكمن أثناء تخطيط تطوير الخزّان أمراً يحيط به الشك. ولكي تتمّ رؤية رد فعل المكمن، من الضروري الإنتاج من عمود النفط، وقياس الاستجابة من خلال ضغط الخزّان وحركة حد تماس المائع، ويتم استخدام تقنية توازن المادة لتحديد ما يقدمه المكمن المائي لدعم الضغط. نموذجياً، يجب إنتاج 5% من النفط المخزون في المكان الأوّلي (STOIIP) لقياس الاستجابة؛ وقد يستغرق هذا عدداً من السنوات.

قد يُفرض دفع الماء بحقنه (water injection) في الخزّان، ويفضّل الحقن في عمود الماء لتجنب سحب النفط مع الماء نحو الأسفل (الشكل 9 ـ 7). إذا انخفضت النفوذية كثيراً في موقع الماء بسبب التراص (compaction) أو النشأة اللاحقة، يصبح من الضروري الحقن في عمود النفط. وحالما يُعتَمد حقن الماء، يبطل عادة التأثير المحتمل لأي مكمن مائي طبيعي. من الواضح أنه لو كان بالإمكان تخمين استجابة المكمن المائي الطبيعي في مرحلة تخطيط التطوير، فإن اتخاذ القرار بإقامة منشآت حقن الماء سيكون أمراً أسهل. إن الحل المعتاد هو الإنتاج من الخزّان باستخدام الاستنزاف الطبيعي، وإقامة منشآت حقن الماء في حال كون دعم المكمن المائي صغيراً.

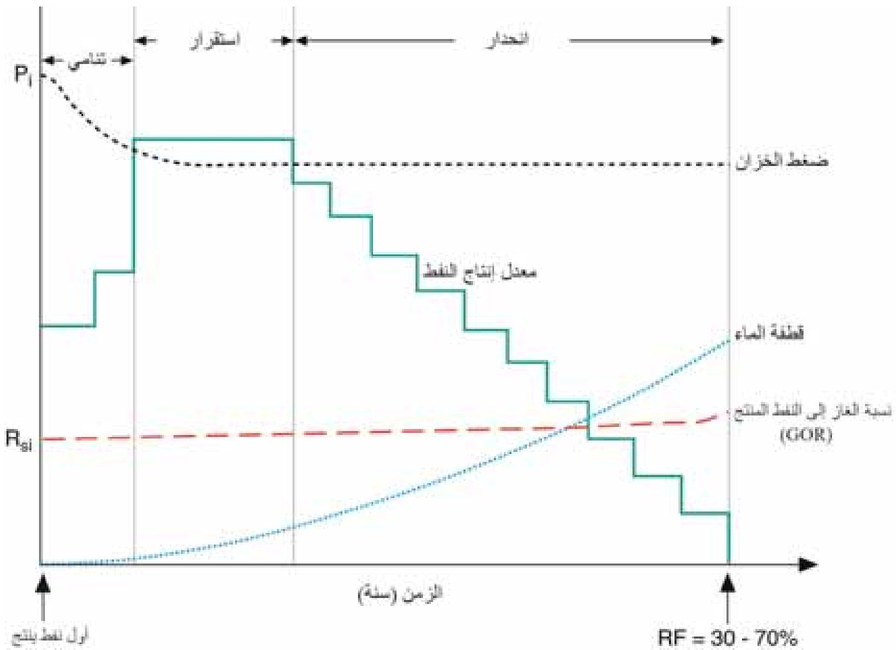
قد تحافظ استجابة المكمن المائي (أو تأثير آبار حقن الماء) على ضغط الخزّان قريباً من الضغط الأولي، شريطة توفر فترة استقرار طويلة وانحدار بطيء لإنتاج النفط (الشكل 9 ـ 8). وقد تبقى نسبة الغاز إلى النفط المنتجة GOR مساوية تقريباً لنسبة الغاز إلى النفط في المائع، إذا تمّت المحافظة على ضغط الخزّان فوق نقطة التفقع.

إن المَعلم البارز في منحني الإنتاج هو الزيادة الكبيرة في قطفة الماء (increase of water cut) خلال عُمْر الحقل، الذي هو عادة السبب الرئيسي للهجر. وقد تتجاوز قطفة الماء 90% في الجزء الأخير من عمر الحقل. هذا ضروري لمهندس المعالجة الذي يحتاج إلى تصميم منشأة قادرة على التعامل مع محتوى مائي كبير في مراحل عُمْر الحقل الأخيرة. كلما زادت قطفة الماء، وانحدر تبعاً لذلك إنتاج النفط؛ تمّت المحافظة على بقاء إجمالي الموائع المنتجة (نفط وماء) بحالة مستقرة.



الشكل (9 ـ 7): موقع الآبار للسَوق بواسطة الماء.

يقع عامل الاستعادة (RF) في المدى 30-70%، اعتماداً على شدة المكمن المائي الطبيعي، أو على الكفاءة التي يدفع بها الماء المحقون النفط. إن عامل الاستعادة العالي حافز محتم لحقن الماء في الخزّان الذي يفتقر إلى سَوق الماء الطبيعي.



الشكل (9 ـ 8): **منحني سيماء إنتاج : دفع بواسطة الماء.**

9 ـ 2 ـ 4 **السَوق المتضامن** Combination drive

من المحتمل حدوث تزامن لأكثر من واحدة من آليات السَوق، والتضامن الأكثر شيوعاً هو سَوق القبعة الغازية مع دفع المكمن المائي الطبيعي. تطبق تقنيات توازن المادة على معطيات الإنتاج التاريخي لتقدير تقدمة كلّ آلية من آليات السَوق المعروفة.

9 ـ 3 **خزّانات الغاز** Gas reservoirs

تنتج خزّانات الغاز نتيجة تمدّد الغاز المحتوى في الخزّان. وإن الانضغاطية العالية للغاز بالنسبة إلى الماء في الخزّان (إما الماء الفطري أو ماء المكمن التحتي) هي التي تجعل تمدد الغاز آلية السَوق المسيطرة. إن حساب توازن المادة لخزّانات الغاز أسهل نسبة إلى خزّانات النفط، وإن التحدي الأكبر في تطوير حقل غاز هو ضمان فترة استقرار طويلة المدى (نمطياً 10 سنوات) لتحقيق سعر مبيع جيد للغاز، لأن الزبون يطلب عادة تجهيزاً موثوقاً بالغاز بمعدل متفق عليه لسنوات طويلة. يعتمد عامل الاستعادة (RF) لخزّانات الغاز

على أيّ مستوى يمكن تخفيض ضغط الهجر، ولهذا السبب توضع غالباً منشآت الضغط على السطح. يبلغ مدى عوامل الإستعادة عادةً من 50-80٪.

9 ـ 3 ـ 1 الاختلافات الرئيسية في تطوير الخزّان النفطي والخزّان الغازي Major differences between oil and gas field development

ترتبط الاختلافات الرئيسية في تطوير الخزّان النفطي والخزّان الغازي بما يلي:

- اقتصاديات نقل الغاز.
- سوق الغاز.
- مواصفات المُنْتج.
- كفاءة تحويل الغاز إلى طاقة.

نسبة إلى وحدة الطاقة المتولّدة، يعتبر نقل الغاز أكثر كلفة بكثير من نقل النفط، بسبب الحجوم المطلوبة لتوليد نفس الطاقة. وبعبارة أخرى، إن كثافة طاقة الغاز (energy density of gas) منخفضة نسبة إلى النفط. وعلى أساس الوحدة الحرارية (كالوري)، تعادل 6000scf (scf = قدم مكعب معياري) من الغاز لبرميل واحد (5.6 scf) من النفط. وتكاليف ضغط الغاز المنقول بما يكفي، لجعل النقل أكثر اقتصادية، عالية كذلك. وهذا يعني أنه إن لم يكن هنالك كميات كبيرة كفاية من الغاز في الخزّان للاستفادة منها في المضاربة السعرية، فقد لا يكون التطوير مجدياً اقتصادياً.

ونموذجيّاً، تعتبر حجوم أقل من 0.5 تريليون قدم مكعب معياري (Tcf) غير مجدية اقتصادياً بالنسبة إلى حقل بحري، حيث يتطلب بنية تحتية هامة للتطوير. ويعادل هذا بالنسبة إلى حقل نفط احتياطياً قابلاً للاستعادة مقداره 80 MMstb تقريباً. ويصبح هذا أقرب إلى 50 Bcf، إذا كان قريباً من بنية تحتية بحرية موجودة سلفاً.

للأسباب الواردة أعلاه، يكون، الغاز اقتصادياً للتطوير إذا كان بالإمكان استخدامه محلياً، أي إذا وجدت حاجة محلية. يستثنى من ذلك وجود كميات كافية لتزويد اقتصادي بمقياس كبير جذاب لنقل الغاز أو لتسييله. كدليل مؤشر، يتطلب 5 Tcf من الغاز القابل للاستعادة لتبرير بناء معمل تسييل الغاز الطبيعي (Liquefied Natural Gas (LNG)). يوجد عالمياً حوالى 30 معملاً كهذا، لكن

كمثال معمل LNG الموجود في ماليزيا الذي يُسيّل الغاز وينقله إلى اليابان بحاويات مثلجة. إن رأس المال الموظف اللازم لبناء معمل LNG كبير جداً يقترب نمطياً من 5 مليارات دولار.

حيث إن وجود سوق موضعي «(spot market)» دائم للنفط، تقليدياً، تتطلب مبيعات الغاز عقد اتفاق بين المُنْتِج والزبون. يشكل هذا جزءاً مهماً من تخطيط تطوير حقل غاز، لأن السعر المتفق عليه بين المنتج والزبون سيختلف، وسيعتمد على الكمية المُزوَّدة، وطول فترة الاستقرار، ومرونة التزويد، ومع أن أسعار النفط واحدة تقريباً في العالم، إلا أن أسعار الغاز تتغيّر كثيراً (بعامل اثنين أو أكثر) من منطقة إلى أخرى.

عندما يوافق زبون على شراء غاز، توصّف نوعية المنتج بدلالة القيمة الحرورية للغاز، مقاسة بدليل ووبي (MJ/m^3 or Btu/scf) (Wobbe Index (WI))، ونقطة الندى للهيدروكربون، ونقطة الندى للماء، والنسبة الكسرية للغازات الأخرى مثل N_2, CO_2, H_2S . وتضمن مواصفة WI أن يحتوي الغاز الذي يستلمه الزبون على قيمة حرورية متوقعة، وبالتالي خواص حرق متوقعة. إذا أصبح الغاز فقيراً (lean)، تنطلق منه طاقة أقل، وإذا أصبح الغاز غنياً جداً، فهنالك خطر من انطفاء لهب (flame-out) الحرّاقات. توصّف نقطتا الندى للماء والهيدروكربون (الضغط والحرارة التي يبدأ عندهما المائع بالتقطر من الغاز) للتأكد من أنه لن تتقطر موائع من الغاز خلال مجالي الحرارة والضغط التي يتعامل فيها الزبون مع الغاز (قد تسبب تباطؤ slugging، أو تآكل و/أو تشكّل هيدرات hydrate).

من ناحية أخرى كبريت الهيدروجين (H_2S) غير مرغوب به، لخواصه السمية وأكالة المعادن. ويمكن أن يسبب ثاني أكسيد الكربون CO_2 بوجود الماء التآكل أيضاً، فيما يُخفض N_2 القيمة الحرورية للغاز لأنه خامل.

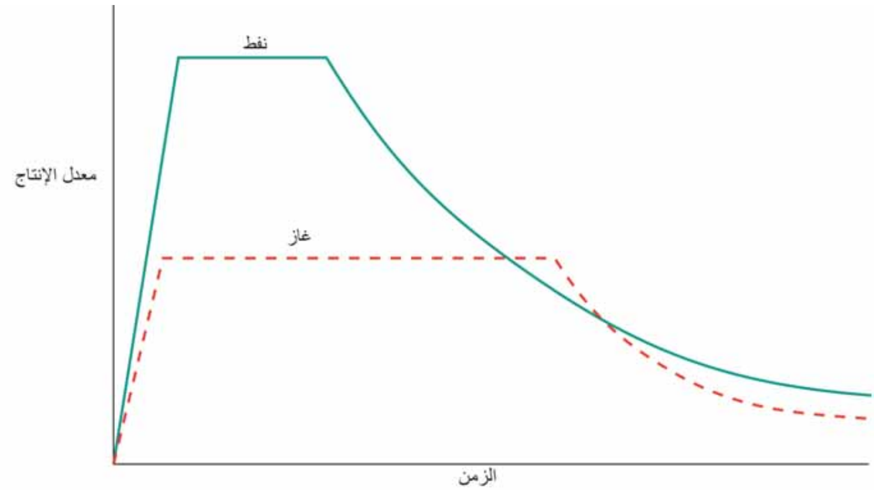
9 ـ 3 ـ 2 **منحنيات مبيعات الغاز، تأثير العقود** Gas sales profiles; influence of contracts

إذا كان مشتري الغاز شركة لتوزيع الغاز على مستعملي الغاز منزلياً أو صناعياً، فهو من ناحية عملية، يريد المُنتِج أن يقدم له:

- كمية أصغرية مضمونة من الغاز لأطول فترة ممكنة (لسهولة التخطيط والارتكان إلى ضمانة التجهيز للمستخدم الأخير).

• والوصول إلى ذروات من الإنتاج عند الحاجة (أي، عندما يبرد الطقس بشكل غير متوقع).

كلما كانت قدرة المُنتِج أفضل في تحقيق هذين الطلبين، ارتفع، على الأرجح، السعر المدفوع من الشاري. وخلافاً لمنحني سيماء الإنتاج النفطي، الذي له عادة فترة استقرار تتراوح بين 2-5 سنوات، يكون لسيماء منحني إنتاج حقل غاز فترة استقرار أطول، وبإنتاج ثلثي الاحتياطي عند إنتاج مستقر لغرض مساعدة الشركة الموزعة أن تبقى على اطلاع بمستقبل مخزونها. يقارن الشكل (9 ـ 9) المنحنيين النموذجين لإنتاج حقلي نفط وغاز.



الشكل (9 ـ 9): مقارنة سيماء منحنيات الإنتاج النمطية لحقل نفط وحقل غاز.

إذا كان توزيع الغاز في الدولة يتم من قبل شركة مؤمّمة أو تملكها الحكومة، فهنالك احتكار فعلي لهذه الخدمة، ويجب التفاوض على أسعار الغاز الموزع عبر شبكة مع شركة التوزيع. فإذا كان سوق التوزيع غير منظّم فقد تظهر فرص لبيع الغاز إلى زبائن آخرين أومباشرة إلى المستهلكين، وربما يتضمن الأمر دفع تعرفة للنقل عبر شبكة وطنية.

نشأت هذه الحالة في المملكة المتحدة حين شجّعت المنافسة لبيع الغاز. ويمكن لمنتجي الغاز الدخول في اتفاقيات مباشرة مع مستهلكين (تراوحت من محطات توليد طاقة إلى مجرد مستهلكين منزليين)، وباستخدام شبكة توزيع

وطنية إذا لزم الأمر. لقد زاد مثل هذا السوق غير المنظم المنافسة بين شركات التوزيع، وبالتالي نظَّمت الأسعار.

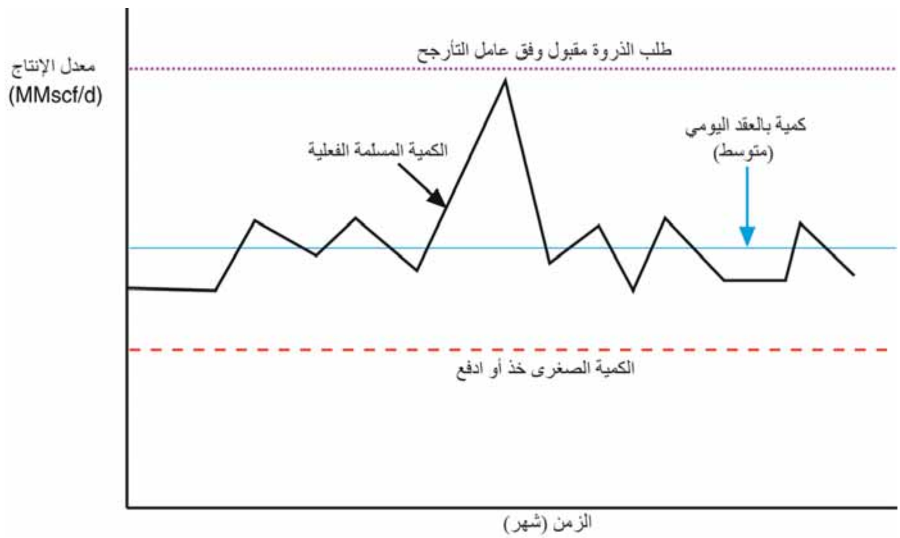
عند الاتفاق على عقد مع مستهلك، سوف يتم عادة تحديد كميات تسليم مثل:

كمية بعقد يومي (Daily Contract Quantity (DCQ)): يتم عادة تحديد الإنتاج اليومي الذي يجب تزويده على فترة مثل ربع سنة.

عامل تأرجح (swing factor): ويعني الكمية التي تتجاوز كمية التجهيز بالعقد اليومي إذا كان هذا طلب الزبون (مثلاً، 1.4 x DCQ).

اتفاقية خذ أو ادفع (take or pay agreement): إذا اختار الشاري عدم قبول كمية محددة، فعليه أن يَدفَع للمُجهز بأيّ حال بحسب الكمية التي يحتاجها.

فقرة الغرامة (penalty clause): الغرامة التي يجب أن يدفعها المُجهز إذا فشل بتوصيل الكمية المحددة وفقاً لاتفاقيات كمية العقد اليومي وعامل التأرجح.



الشكل (9 ـ 10): تسليم نمطي لكميات محددة في عقد بيع غاز.

يظهر الشكل (9 ـ 10) العلاقة بين «كمية بالعقد اليومي DCQ» وعامل التأرجح. إذا تم الاتفاق على عامل تأرجح مقداره 1.4 على سبيل المثال، عندئذ يمكن للزبون مطالبة المنتج، في أي يوم، بتزويده بكمية 1.4 مضروبة في مقدار

DCQ . وهذا يعني بأن على المنتج أن يكون واثقاً بوجود أهمية كافية للبئر واستطاعة نقل ليَفي بهذا الطلب، وإلا سيتعرض لغرامة. يعني هذا أن المُنتِج يجهز على الدوام كمون إنتاج (production potential) يدعى أحياناً قابلية التسليم (deliverability) لأمر غير متحقق. ويمكن توقع أسعار غاز أعلى لتعويض المُنتِج عن الاستثمار بمزيد من رأس المال لتقديم هذا المستوى من الوفرة.

9 ـ 3 ـ 3 **التطوير تحت السطحي لخزّانات الغاز** Subsurface development of gas reservoirs

أحد الاختلافات الرئيسية في سلوك تدفق المائع (fluid) في حقول الغاز مقارنة بحقول النفط هو الاختلاف بالحركية (mobility) بين الغاز والنفط أو الماء. تذكر بأن الحركية هي مؤشر لسرعة تدفق المائع عبر الخزّان، وتعريفها كما يلي:

$$\textbf{Mobility} = \frac{k}{\mu}$$

النفوذية (k) هي خاصيّة للصخر، بينما اللزوجة (μ) هي خاصيّة للمائع. اللزوجة النمطية للنفط 0.5 cP، بينما لزوجة الغاز النمطية 0.01 cP، والماء حوالى 0.3 cP. لذلك، يكون الغاز في خزّان معيّن أعلى حركية بمرتبتين من النفط أو الماء في الخزان نفسه. ويكون الغاز، في خزّان غازي يعتلي مكمناً نائياً عالي الحركية مقارنة بالماء ويتدفق بسهولة إلى الآبار المنتجة، شريطة أن تكون النفوذية في الخزّان مستمرة. لهذا السبب، إن إنتاج غاز مع قطفة ماء معدومة أمر شائع، على الأقل في المراحل المبكرة من التطوير، عندما تكون الثقوب بعيدة عن حد تماس الغاز ـ الماء.

الخاصة الرئيسية الأخرى للغاز، التي تميزه من النفط هي انضغاطيته؛ التغيّر الجزئي في الحجم (V) في وحدة تغيّر في الضغط (P) بدرجة حرارة ثابتة (T). تذكر بأن الانضغاطية (c) تساوي:

$$\textbf{Compressibility}\ (c) = -\frac{1}{V}\frac{\delta V}{\delta P}\bigg|_T$$

وإن الانضغاطية النمطية للغاز هي $500 \times 10^{-6}\ psi^{-1}$، مقارنة بالنفط بـ $10 \times 10^{-6}\ psi^{-1}$ والماء بـ $3 \times 10^{-6}\ psi^{-1}$. عندما يُنتَج حجماً من الغاز (δV) من

حجم (V) غاز في المكان، لذلك يكون التغيّر الجزئي في الضغط (δP) صغيراً. بسبب الانضغاطية العالية للغاز، من غير المعتاد محاولة دعم ضغط الخزّان بحقن الماء، فالخزان وببساطة سوف يستنزف أو يتقوض (blown-down).

9 ـ 3 ـ 3 ـ 1 **تحديد مواقع الآبار** Location of wells

تحدد مواقع الآبار المنتجة عند تطوير حقل غاز في قمة الخزّان، وذلك لإبعاد الثقوب بقدر الإمكان عن حد تماس الغاز ـ الماء المعرض للارتفاع.

9 ـ 3 ـ 3 ـ 2 **حركة حد تماس الغاز ـ الماء خلال الإنتاج** Movement of gas-water contact during production

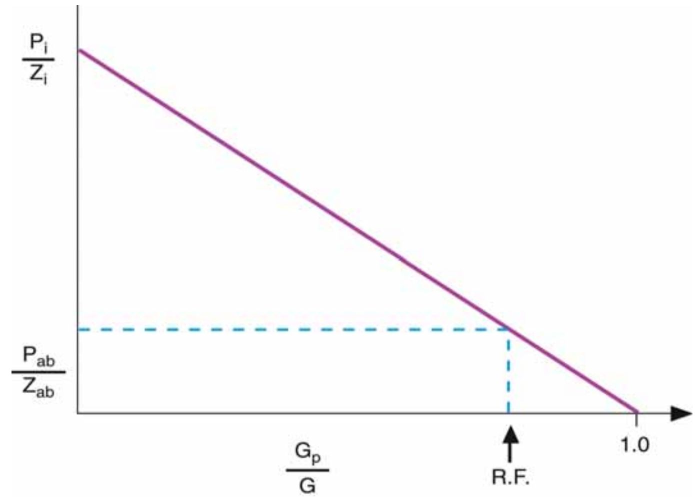
يهبط الضغط في الخزّان مع إنتاج الغاز، وتتجاوب الطبقة الحاملة للماء في المكمن المائي مع هذا بالتمدد والحركة إلى عمود الغاز. ويزداد مع ارتفاع حد تماس الغاز ـ الماء خطر ازدياد امتصاص الماء إلى البئر، لذلك ولدت الحاجة لعمل الثقوب من البداية أعلى ما يمكن في الخزّان.

قد يقترح الوَصف الوارد أعلاه أن وضع عدد قليل من الآبار في قمة الحقل هو المطلوب لتطوير حقل الغاز. وهنالك أسباب مختلفة لماذا يتطلب تطوير حقل غاز آباراً إضافية:

- الحاجة إلى توفير إمكانية تجهيز متزايدة لمواجهة متطلبات التأرجح، كما اتُفِق عليه في عقد المبيعات.
- لا يكون الخزّان متجانساً، وبعض المناطق ستتطلب تقارب الآبار لسحب غاز الأجزاء المتراصة من الخزّان بنفس الإطار الزمني، كما في سحب غاز الأجزاء الأكثر نفوذية.
- قد لا يكون الخزّان مستمراً، ويتطلب آباراً منتجة مخصصة لسحب غاز الكتل الفالقية المنعزلة.
- قد يكون للخزّان تركيب مسطح، ولذلك قد يكون من المستحيل وضع الثقوب على ارتفاع كاف فوق حد تماس الماء لتجنب تمخرط أو امتصاص الماء. يصبح في هذه الحالة من الضروري اعتماد معدل إنتاج أدنى، وبالتالي يقتضي آباراً أكثر لمواجهة معدل الإنتاج المطلوب.

9 ـ 3 ـ 3 ـ 3 استجابة الضغط للإنتاج : Pressure response to production

إن الآلية الأولية الدافعة لإنتاج حقل غاز هي تمدد الغاز المحتوى في الخزّان. إن حساب توازن المادة لخزّانات الغاز بسيط جداً مقارنة بخزّانات النفط؛ وإن عامل الاستعادة RF مرتبط بهبوط ضغط الخزّان بعلاقة خطية تقريباً. وإن اللاخطية ناتجة من العامل z المتغيّر (ورد في الفقرة (6 ـ 2 ـ 4)، الفصل السادس) عند هبوط الضغط. يكون منحني تغيّر (P/z) مع RF خطياً إذا كان تدفق المكمن المائي وتراص المسام مقدارين ضئيلين. لذلك يمكن تمثيل توازن المادة بالمنحني التالي (يطلق عليه أحياناً منحني P على z) الشكل (9 ـ 11).



الشكل (9 ـ 11): **منحني تغيّر** P/z **لخزّانات غازية.**

يعود الرمز الدليلي السفلي «i» إلى الضغط الأوّلي، والرمز الدليلي السفلي «ab» إلى ضغط الهجر؛ الضغط الذي لا يتمكن الخزّان عنده من إنتاج غاز إلى السطح. إذا أمكن تخمين ضغط الهجر، فيمكن تقدير عامل الاستعادة RF من المنحني. G_p هو مجمل الغاز المنتج، وG هو الغاز في المكان الأوّلي GIIP. هذا مثال على استخدام خصائص PVT ومعطيات ضغط الخزّان التي استُخدمت في حساب توازن المادة كأداة تخمين.

يمكن، من الرسم الوارد أعلاه، رؤية أن عامل الاستعادة RF لخزّان غاز يعتمد على قيمة ضغط الهجر المنخفضة التي يمكن انجازها. للإنتاج بموجب

ضغط تجهيز محدد، يجب أن يتغلب ضغط الخزّان على سلسلة من هبوط الضغط، منها: ضغط السحب (drawdown pressure) (انظر الشكل 10 ـ 2)، وهبوط الضغط في الأنابيب، ومعدّات المعالجة وأنابيب التصدير (انظر الشكل 10 ـ 13). لتحسين استعادة الغاز، يتم أحياناً تزويد معدّات ضغط على السطح لتعزيز الضغط وللتغلب على هبوط الضغط في أنابيب التصدير، وتحقيق ضغط التسليم المحدد.

يقع عامل الاستعادة النمطي RF لتطوير حقل غاز في المدى 80-50٪، بناء على استمرارية الخزّان ونوعيته، وعلى كمية الضغط المستخدم (أي، أقلّ قيمة ضغط هجر يمكن انجازها).

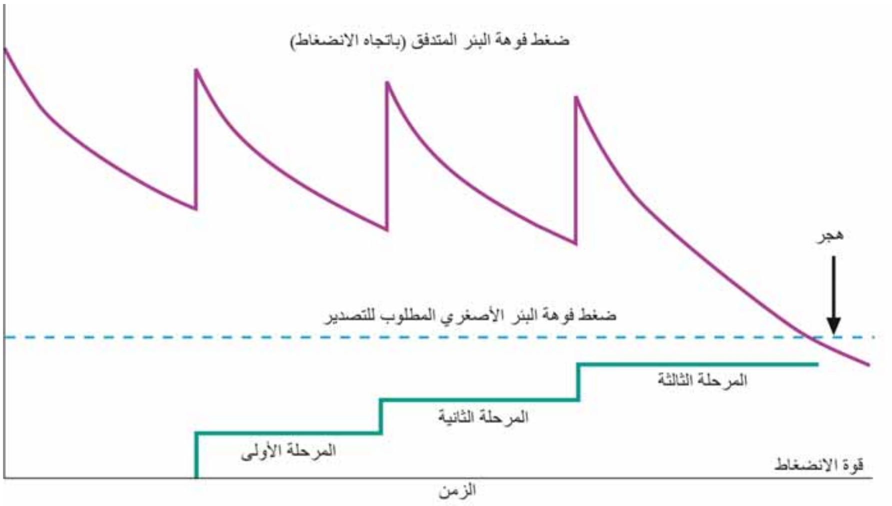
9 ـ 3 ـ 4 **التطوير السطحي لحقول الغاز**: Surface development for gas fields

تعتمد كمية المعالجة المطلوبة في الحقل على تركيب الغاز ودرجة الحرارة والضغط اللذين يجب تعريض الغاز لهما أثناء النقل. يحاول مهندس المعالجة تجنّب إراقة المائع أثناء النقل، الذي قد يسبب تبأطؤاً (slugging)، أو تآكلاً (corrosion)، وربما تشكّل هيدرات (انظر الفقرة (11 ـ 1 ـ 3)، الفصل الحادي عشر). بالنسبة إلى الغاز الجاف (انظر الفقرة (6 ـ 2 ـ 2)، الفصل السادس)، تُصَدّر الموائع المنتجة أحياناً بقليل من المعالجة. ويمكن تجفيف الغازات الرطبة من الهيدروكربون الثقيل بتخفيض درجة الحرارة والضغط عبر صمّام تمدد جول ـ طومسون (Joule-Thompson expansion valve). ويمكن تجفيف الغاز الحاوي على بخار الماء بإمرار الغاز عبر منخل جزيئي أو عبر برج تماس جليكول (glycol-contacting tower). كما يمكن تحقيق منع الهيدرات بالحقن بالجليكول (glycol).

أحد الأجهزة السطحية الرئيسية المطلوبة نمطياً لحقول الغاز هو الضاغط، الذي يقام لرفع ضغط الخزّان منخفض الضغط. يَشغل جهاز ضغط الغاز حيزاً كبيراً وهو مُكلف. فإذا لم يكن ضغط الغاز مطلوباً على المنصّة في البداية، يتم عادة تأخير إقامته حتى يصبح ضرورياً. بذلك يُخفَض رأس مال الاستثمار الأولي واحتمال تعريضه للخطر. يؤشر الشكل (9 ـ 12) إلى متى يقام عادة جهاز انضغاط الغاز.

يحافظ على هامش مريح بين ضغط رأس الأنبوب المتدفق (Flowing Tubing Head Pressure FTHP)) والضغط الأصغري اللازم للتصدير، لأن الغرامات لعدم تحقيق كميات العقد يمكن أن تكون قاسية. إن القرار بعدم إقامة مرحلة رابعة من الانضغاط في المثال السابق يمليه الاقتصاد. في الجزء الأخير من هبوط الضغط الوارد أعلاه، يتراجع طبعاً إنتاج الحقل.

إن الطريقة الأخرى للمحافظة على أهمية الإنتاج من الحقل هو في حفر مزيد من الآبار، والأمر الشائع حفر الآبار على سَوقات، كما هو الحال بالنسبة إلى الانضغاط الذي يضاف على مراحل، لتخفيف النفقات الأولية.



الشكل (9 ـ 12): **تطبيق الانضغاط على مراحل في حقل غاز.**

9 ـ 3 ـ 5 **استخدامات بديلة للغاز** Alternative uses of gas

قد يكون اكتشاف غاز مفيد كمصدر للطاقة لدعم الضغط في آبار نفط مجاورة، أو لسَوق غاز قابل للامتزاج (miscible). ليس بيع الغاز هو الطريقة الوحيدة لاستغلال حقل غاز. يمكن أيضاً استخدام خزّانات الغاز لتخزين الغاز. مثلاً، حقل نفط مجاور اقتصادي للتطوير من أجل احتياطي نفطه، لكن الغاز المصاحب المنتج لا يلائم أنبوب التصدير المخصص. يمكن حقن هذا الغاز المصاحب في خزّان غاز، الذي يمكن استخدامه كمنشأة تخزين، وربما يُنتَج في تاريخ لاحق، إذا تم اكتشاف غاز إضافي كاف لتبرير بناء منظومة تصدير

غاز. لقد أصبحت مشاريع تخزين الغاز (gas storage) أكثر شيوعاً بعد أن أصبحت مخزونات الغاز أكثر ندرة في أوروبا الغربية.

9 ـ 4 انزياح المائع في الخزّان Fluid displacement in the reservoir

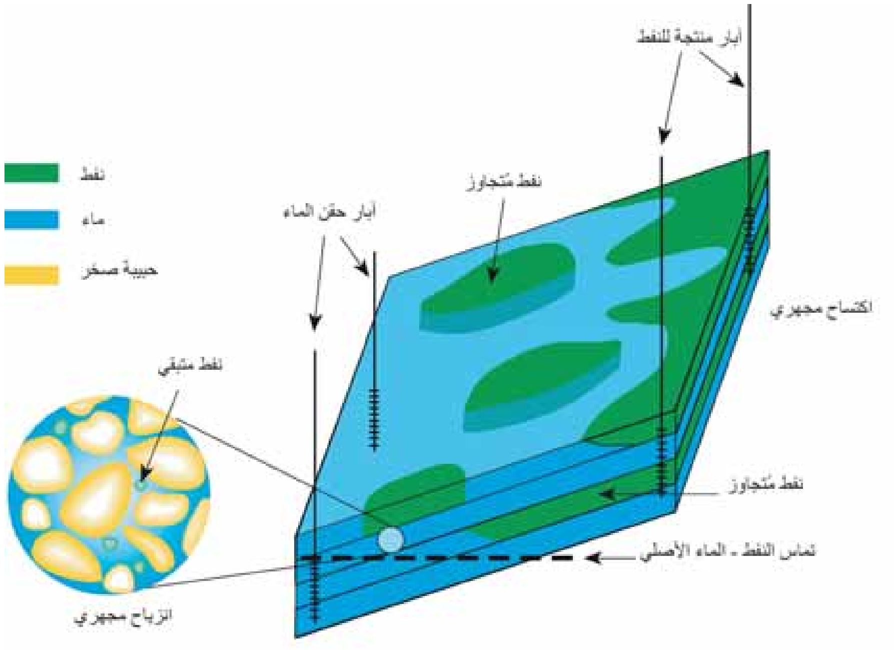
تتغيّر عوامل الاستعادة في خزّانات النفط المذكورة في الفقرة السابقة من 5 إلى 70٪ اعتماداً على آلية السَوق. التفسير لماذا تبقى الـ 95 إلى 30٪ الأخرى في الخزّان ليس فقط بسبب الهجر المتعلق بنقص ضغط الخزّان، أو ارتفاع القطفات المائية، لكن كذلك بسبب انزياح النفط في الخزّان.

يشير الشكل (9 ـ 13) إلى عدد من الحالات التي تُرِكَ فيها النفط في الخزّان، باستخدام خزّان سَوق بالماء كمثال.

بمقياس كبير، يترك النفط نتيجة سلوك الطرق الجانبية (by-passing)؛ يزاح النفط بواسطة الماء في الأجزاء الأكثر نفوذية من الخزّان، تاركاً النفط بالإشباع الأولي في الأماكن الأقل نفوذية. يمكن لسلوك الطرق الجانبية هذا أن يحدث بأبعاد ثلاثة. لا ينجرف النفط في مستوى جانبي في عدسات رمل متراص. في المستوى الشاقولي، ينزاح النفط في الطبقات المتراصة بسرعة أقل من النفط في الطبقات الأكثر نفوذية، وإذا هُجرت الآبار بسبب قطفة مائية عالية تسببت من اندفاع الماء في الطبقات النفوذة، عندها يبقى النفط في الأجزاء غير المكتسحة في الطبقات الأقل نفوذية.

كفاءة الاكتساح الجهرية (macroscopic sweep efficiency) هي الجزء من الخزّان الذي اكتسح بالماء (أو بالغاز في حالة سَوق القبعة الغازية). يعتمد هذا على نوعية (quality) الخزّان أو استمراريته (continuity)، وعلى المعدل الذي يتم به الانزياح. يحدث الانزياح في المعدلات العالية، بتفضيل أكبر في الطبقات عالية النفوذية، وتقل كفاءة الانزياح الجهرية.

ولهذا يفرض أحياناً حد استخراج (offtake limit) على معدل استقرار الإنتاج، لتحديد كمية النفط السالك بالطرق الجانبية وزيادة كفاءة الانزياح الجهرية.



الشكل (9 ـ 13): النفط المتبقي في الخزّان عند الهجر.

بالمقياس المجهري (تمثّل الأقنية حوالى $1\text{-}2\ mm^2$)، وحتى في أجزاء الخزّان التي اكتسحت بالماء، يبقى بعض النفط كنفط متبقي (residual oil). يكون التوتر السطحي على حد تماس النفط ـ الماء عالياً جداً، بحيث يحاول الماء إزاحة النفط إلى خارج المسام عبر الأنابيب الشعرية الصغيرة، فينكسر الوجه النفطي تاركاً قطيرات صغيرة من النفط (مبعثرة أو نفط محتجز بالأنابيب الشعرية) في الفراغ المسامي. يقع الإشباع بالنفط المتبقي (S_{or}) (residual oil saturation) النمطي في المجال 10-44٪ من الفراغ المسامي، وهو أعلى في الرمل المتراص، حيث الأنابيب الشعرية أصغر.

كفاءة الانزياح المجهرية (microscopic displacement efficiency) هي الجزء من النفط الذي استُعيدَ من الجزء المكتسح من الخزّان.

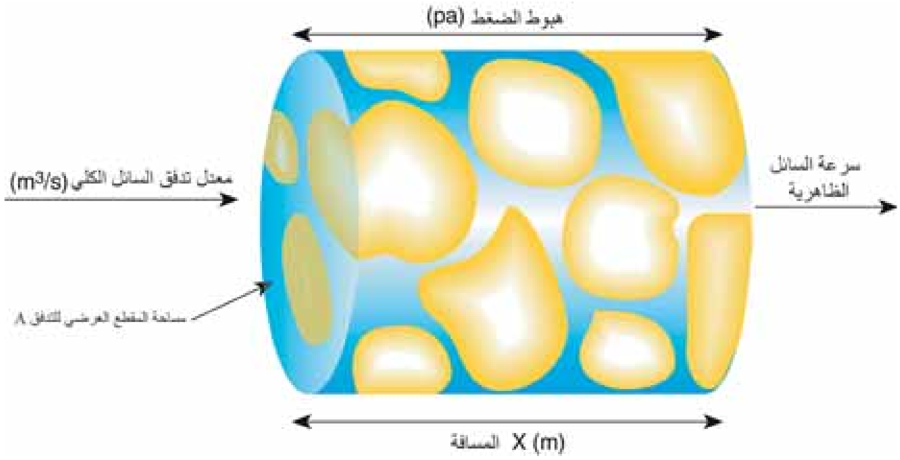
فإذا كان الإشباع بالنفط الأوّلي هو S_{oi} فتكون كفاءة الانزياح المجهرية MDE كالآتي:

$$MDE = \frac{S_{oi} - Sor}{S_{oi}} \times 100\ (\%)$$

عندئذ يجب ضم هذا مع كفاءة الاكتساح الجهرية (macroscopic sweep efficiency) لتعيين عامل الاستعادة (RF) للنفط (في هذا المثال).

عامل الاستعادة (RF) = كفاءة الانزياح الجهرية x كفاءة الاكتساح المجهرية

بالمقياس المجهري، تعتبر المعادلة الأكثر أهمية بالتحكم بتدفق المائع هي معادلة قانون دارسي (Darcy's law)، الذي تم اشتقاقه من الحالة التالية (الشكل 9 ـ 14).



الشكل (9 ـ 14): مائع وحيد يتدفق عبر مقطع من صخر الخزّان.

بيّن دارسي بأن السرعة الظاهرية لمائع وحيد يتدفق عبر مقطع من صخر الخزّان (u) تتناسب طردياً مع هبوط الضغط المطبق (تدرج الضغط الهيدروديناميكي)، وعكسياً مع لزوجة المائع. يدعى ثابت التناسب بالنفوذية المطلقة (k_{abs}) (absolute permeability) وهي خاصيّة للصخر، وتعتمد على توزع حجم المسام. السرعة الظاهرية u هي متوسط معدل التدفق بوحدة المساحة.

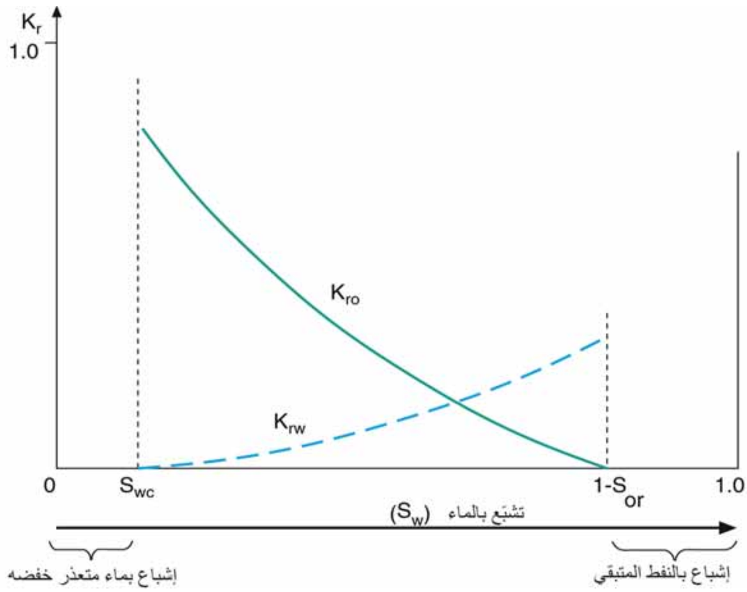
$$\mu = \frac{Q}{A} = \frac{k_{\mathbf{abs}}}{\mu}\frac{\Delta P}{\mathbf{\Delta}\mathrm{X}} \quad \text{(m/sec) units of } k_{abs} \text{ (Darcy) or } (\mathrm{m}^2)$$

وحدة النفوذية الحقلية هي دارسي (D) أو ميلي دارسي (mD). إن النفوذية الجيدة لخزّان نفط حطامي أكبر من 0.1 D أو (100mD)، بينما تكون النفوذية المنخفضة أقل من 0.01 D أو (10mD). وتستخدم، للأهداف العملية،

عادة الميلي دارسي ($1\ mD = 10^{-15}\ m^2$). إن النفوذية المعقولة للخزّانات الغازية 1 mD، لأن لزوجة الغاز أقل بكثير من لزوجة النفط، وتنتج هذه النفوذية معدل تدفق مقبولاً لنفس تدرج الضغط. وتبلغ السرعات النمطية للمائع في الخزّان أقل من 1 m باليوم.

لقد أُجريت التجربة السابقة على مائع وحيد. يوجد في خزّانات الهيدروكربون ماء فطري (connate) دوماً، وعادة مائعان يتنافسان على نفس الفراغ المسامي (ماء ونفط). توصف نفوذية أحد المائعين بنفوذيته النسبية (relative permeability) (k_r) التي هي دالة إشباع المائع. تقاس النفوذيات النسبية في المختبر على عيّنات من صخر الخزّان باستخدام موائع الخزّان.

يُظهر المخطّط التالي (الشكل 9 ـ 15) مثالاً على منحني النفوذية النسبية للنفط والماء. فمثلاً، يمكن تحديد نفوذية الماء (k_w) للإشباع بالماء (S_w) من النفوذية المطلقة (k) والنفوذية النسبية (k_{rw}) كما يلي: $K_w = KK_{rw}$



الشكل 9 ـ 15. منحني النفوذية النسبية للنفط والماء.

تُعرّف حركية المائع بأنها نسبة نفوذيته إلى لزوجته، كما يلي:

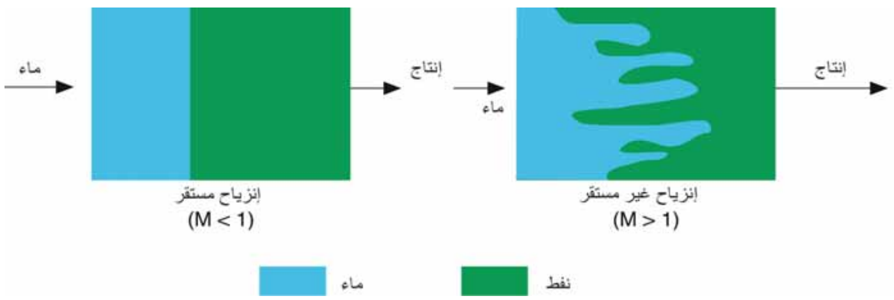
$$\textbf{Mobility} = \frac{kk_r}{\mu}$$

عندما يزيح الماء النفط في الخزّان، تحدد نسبة الحركية أياً من الموائع له أفضلية الحركة في الفراغ المسامي. تُعرّف نسبة حركية الماء (mobility ratio) الذي يزيح النفط كما يلي:

$$\textbf{Mobility ratio } (M) = \frac{k_{\mathbf{rw}}/\mu_{\mathbf{w}}}{k_{\mathbf{ro}}/\mu_{\mathbf{o}}}$$

إذا كانت نسبة الحركية أكبر من 1.0، عندئذ سيكون للماء ميلُ للحركة بشكل أفضل في الخزّان، ما يؤدي إلى جبهة انزياح غير مرغوبة (unfavorable displacement)، ومناقشة توصف بـ «أصابع اللزوجة» (viscous fingering). أما إذا كانت نسبة الحركية أصغر من الواحد، عندئذ يمكن توقع انزياح مستقر (stable displacement)، كما يظهر في الشكل (9 ـ 16). يمكن أن تتأثر نسبة الحركية بتغيير لزوجة المائع، وسيناقش هذا في الفقرة (9 ـ 8)، عند مناقشة استعادة النفط المعززة (EOR).

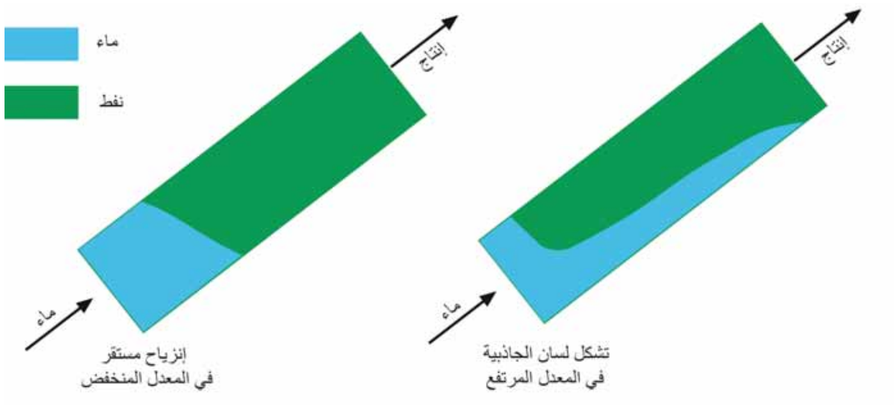
من الواضح بأن الانزياح غير المستقر أقل استحساناً، لأن مزيج النفط والماء يتشكّل أبكر بكثير مما في حالة الانزياح المستقر، وقد يترك بعض النفط بدون استعادة في حالة هجر، الذي يمكن أن تُمليه قطفة ماء أعظمية.



الشكل (9 ـ 16): **انزياح مستقر وغير مستقر في المستوى الأفقي.**

عالجنا حتى الآن قوى اللزوجة (viscous forces) فقط (التي هي قياس لمقاومة التدفق) العاملة في الخزّان. القوة الأخرى المهمة التي تحدد سلوك التدفق هي قوة الجاذبية (gravity force). إن تأثير قوة الجاذبية يتحدد بفصل الموائع عن بعضها البعض بناء على كثافاتها. وتلعب قوى الجاذبية وقوى اللزوجة، أثناء الانزياح بالخزّان، دوراً رئيسياً في تحديد شكل جبهة الانزياح. نأخذ المثال

التالي لإزاحة الماء للنفط في خزّان مائل. وبفرض نسبة حركية أقل من 1.0، تُشجع قوى اللزوجة الماء بالتدفق أسرع من النفط عبر الخزّان، بينما تشجع قوى الجاذبية الماء على البقاء في أخفض نقطة في الخزّان (الشكل 9 ـ 17).



الشكل (9 ـ 17): دخول لسان مائي بفعل الجاذبية.

يكون الانزياح مستقراً، في المعدلات المنخفضة للحقن؛ وتسود قوى الجاذبية على قوى اللزوجة. بينما في المعدلات العالية للحقن، تسود قوى اللزوجة، ويجري الماء تحت النفط، مشكّلاً ما يدعى لسان الجاذبية «(gravity tongue)». هذه حالة أقل استحساناً، لأن المائع المُنتج سيكون مزيجاً من النفط والماء بمدة طويلة إنتاج النفط جميعه. فإذا كانت قطفة ماء عالية معوقة للهجر، قد يقود هذا إلى تخفيض في الاستعادة. هذا ويزداد تأثير قوة الجاذبية، كلما ازداد ميل الخزّان، مما يعني بأن الخزّانات شديدة الميل أكثر قابلية لإنتاج انزياح مستقر. ما ورد في أعلاه هو مثال على عملية الاعتماد على المعدل (rate dependent process)، حيث يؤثر معدل الانزياح في شكل جبهة الانزياح، وربما الاستعادة النهائية. إن التأثيرات الفيزيائية المشابهة لهذه هي السبب في وضع حدود لمعدل الاستخراج من الحقول المنتجة.

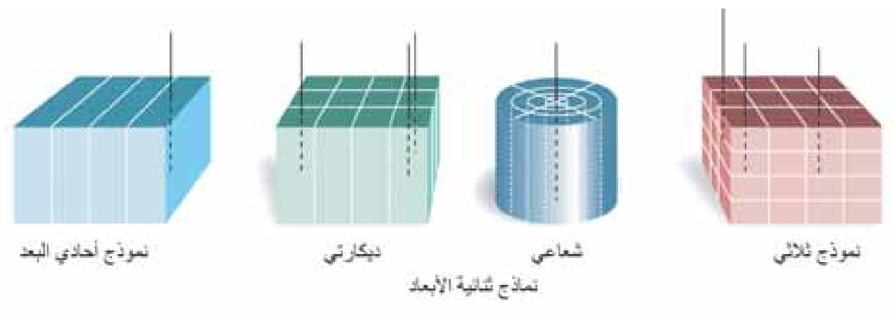
9 ـ 5 **محاكاة الخزّان** Reservoir simulation

محاكاة الخزّان هي تقنية يتم فيها بناء تمثيل رياضي حاسوبي للخزّان، ثم يستخدم لتخمين سلوكه الديناميكي. يتم تقسيم الخزّان إلى رقع شبكية. تحدد

خصائص صخر الخزّان (المسامية، والإشباع والنفوذية)، وخصائص المائع (اللزوجة وخصائص الضغط، والحجم والحرارة) لكلّ رقعة شبكية.

يعتمد عدد الرقع الشبكية وشكلها في النموذج على الأهداف من المحاكاة. قد تكفي 100 رقعة شبكية لإثبات عمليات الاعتماد على المعدل الموصوفة في الفقرة السابقة، لكن محاكاة حقل كاملة لكي تستخدم في التحديد الأفضل لمواقع البئر وفواصل الثقوب لحقل كبير قد تتطلب حتى مليون كتلة شبكية. وكلما كبر النموذج، زاد الوقت المستغرق في البناء، وقلّت سرعة تشغيل برنامج المحاكاة على الحاسوب.

تعمل محاكاة الخزّان على مبدأ موازنة القوى الرئيسية الثلاث المطبقة على ذرات المائع (اللزوجة، والجاذبية، والقوى الشعرية (capillary forces))، وحساب تدفق المائع من رقعة شبكية إلى أخرى يعتمد على قانون دارسي. القوة الدافعة لتدفق المائع هي فرق الضغط بين الرقع الشبكية المتجاورة. ويتكرر حساب تدفق المائع بخطوات زمنية قصيرة، وفي نهاية كل خطوة زمنية يتم حساب إشباع المائع الجديد وضغطه لكلّ رقعة شبكية (الشكل 9 ـ 18).



الشكل (9 ـ 18): أشكال نمطية لرقع شبكة القياسات من أجل محاكاة الخزّان.

تعتمد كمية الدَخِل المُفصلة ونوع نموذج المحاكاة على الموضوع المراد بحثه وكمية المعلومات المتوفرة. ومن غير المعتاد أن يبنى نموذج محاكاة في مرحلة الإنتاج والتقييم، لأن الافتقار إلى المعطيات يجعل الطرائق الأبسط أرخص، ولها نفس الموثوقية. ونموذجياً، تبنى نماذج المحاكاة في مرحلة تخطيط تطوير الحقل، وتُحدَّث باستمرار، وتزاد تفاصيلها مع توفر المزيد من المعلومات.

يمكن استخدام محاكاة الخزّان في مرحلة تخطيط تطوير الحقل للنظر في تساؤلات مثل:

- آلية السَوق الأكثر ملاءمة (حقن الغاز، حقن الماء).
- عدد الآبار المنتجة والحاقنة ومواقعها.
- الاعتماد على معدل الانزياح وعامل الاستعادة.
- تقدير عامل الاستعادة وتخمين الإنتاج المتوقع لاقتراح تطوير خاص.
- سياسة إدارة الخزّان (معدل الاستخراج، فترات التثقيب).

تجمع مع تقدم الإنتاج معطيات مثل ضغط الخزّان، والإنتاج الإجمالي، ونسبة الغاز إلى النفط، والقطفة المائية، وحركة حد تماس المائع، ويمكن أن تستخدم في «مضاهاة تاريخية history match» مع نموذج المحاكاة. يستلزم هذا تعديل النموذج لينطبق مع المعطيات الملاحظة. وقد يستخدم عندها النموذج المُحَدث لتخمين صحيح بالأداء المستقبلي. هذا الإجراء دوري، ويجب تحديث نموذج محاكاة خزّان حقل كلما توفرت كمية مهمة من المعطيات الجديدة (لنقل، كل 2-3 سنوات).

9 ـ 6 **تقدير عامل الاستعادة** Estimating the recovery factor

تذكر بأن عامل الاستعادة يحدد العلاقة بين الهيدروكربون في المكان الأولي HCIIP والاستعادة النهائية UR للحقل:

الاستعادة النهائية = HCIIP x عامل الاستعادة (stb) أو (scf)

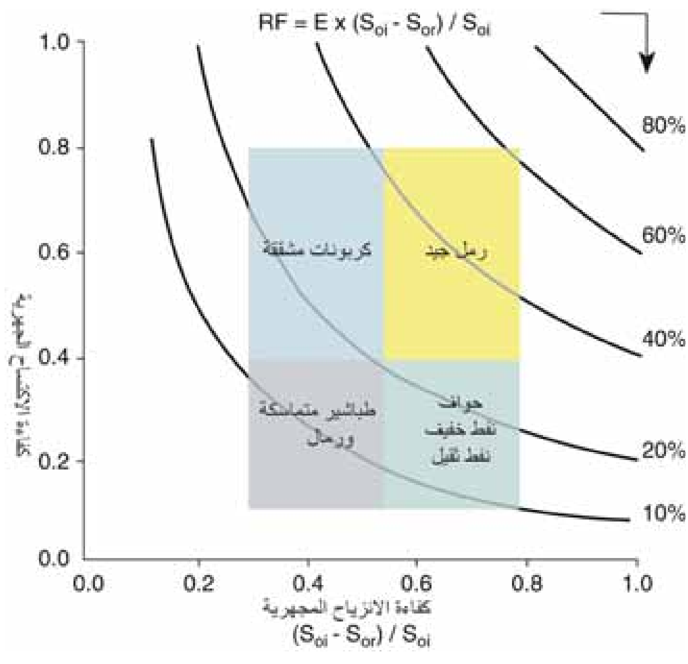
الاحتياطي = UR ـ الإنتاج التراكمي (cumulative production) (stb) أو (scf)

بيّنت الفقرة (9 ـ 2) مجالات عوامل الاستعادة التي يمكن توقعها لمختلف آليات السَوق، لكن هذه المجالات كانت واسعة جداً للاستخدام عند محاولة إنجاز مجال لعوامل الاستعادة لحقل محدد. إن التقنيات الرئيسية لتقدير عامل الاستعادة هي:

- التشابه الحقلي field analogue.
- النماذج التحليلية (حسابات الانزياح، توازن المادة).
- محاكاة الخزّان.

وردت هذه التقنيات بالترتيب في قائمة وفق تزايد التعقيد، والموثوقية، ومتطلبات دخل المعطيات والجهود المطلوبة.

التشابه الحقلي (field analogues)، يجب أن يؤسس على نوع صخر الخزّان (مثلاً، حجر رملي متراص، كربونات مشققة (fractured carbonate)، ونوع المائع وبيئة الترسيب. يجب عدم إغفال هذه الآلية، خاصة عند توفر القليل من المعلومات، كما في مرحلة التنقيب. يمكن استخدام مخطّطات موجزة، كتلك الواردة في الشكل (9 ـ 19)، اقتراناً بكفاءة الاكتساح الجهرية (التي ستعتمد على كثافة الآبار ومواقعها، تجانس الخزّان، معدل الاستخراج ونوع المائع)، وكفاءة الانزياح المجهرية (التي يمكن تقديرها إذا توفرت قياسات لبابية لإشباع النفط المتبقي).



الشكل (9 ـ 19): **تقدير عامل الاستعادة بالتشابه.**

النماذج التحليلية (analytical models)، يمكن استخدام آليات هندسة الخزّان التقليدية مثل توازن المادة، ونمذجة المكمن، وحسابات الانزياح بالتوافق مع المعطيات الحقلية والمخبرية لتقدير عوامل الاستعادة لحالات محددة. هذه

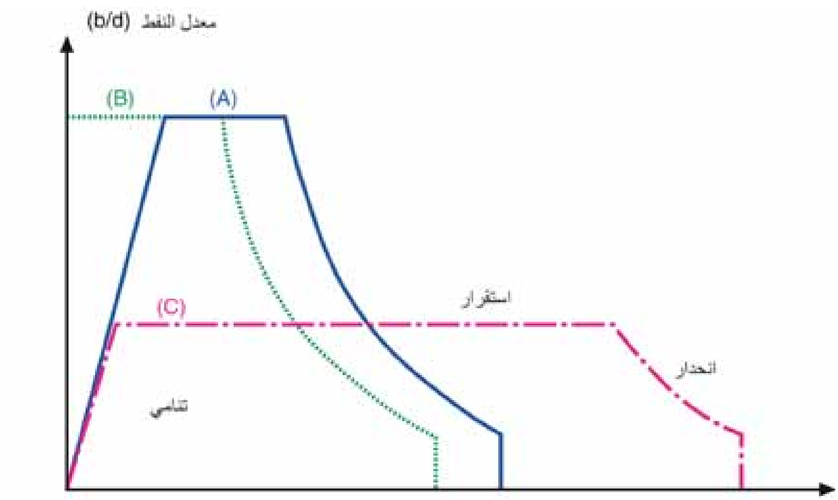
الطرائق هي الأكثر تطبيقاً عند توفر معطيات وزمن وموارد محدودة، وتكون كافية لمعظم عمليات التنقيب وقرارات التقييم المبكرة. مع ذلك، عند الوصول إلى مرحلة تخطيط التطوير، يصبح بناء نموذج محاكاة الخزّان عملية واردة، مما يسمح بالأخذ بعين الاعتبار أموراً أكثر حساسية بإطار زمني قصير. وردت أنواع نمطية من الأسئلة المطروحة في محاكاة الخزّان في الفقرة (9 ـ 5).

من المهم التذكر عند تقدير عامل الاستعادة بأنه يجب تقديم مدى من التقديرات كدخل (input) لحسابات الاستعادة النهائية UR، لإظهار الشك في القيمة.

9 ـ 7 تقدير منحني الإنتاج Estimating the production profile

إن منحني إنتاج النفط أو الغاز هو المصدر الوحيد للإيرادات (source of revenue) لمعظم المشاريع، وللتكهن بالإنتاج أهمية رئيسية للتحليل الاقتصادي لأي مقترح (مثلاً، خطة تطوير الحقل FDP، مشروع متنام). نوقشت الأشكال النمطية لسيماء منحنى الإنتاج لآليات السَوق الرئيسية في الفقرة (9 ـ 2)، لكن هذه الفقرة ستزود بعض الخطوط الاسترشادية لكيفية اشتقاق معدل التنامي، وقيمة فترة الاستقرار ومدتها، ومعدل الانحدار ومعدل الهجر.

يظهر الشكل (9 ـ 20)، الاستعادة النهائية (المساحة تحت المنحني) نفسها، منتجة بثلاثة منحنيات إنتاج مختلفة.



الشكل (9 ـ 20): منحنيات مختلفة لنفس الاستعادة النهائية.

في فترة التنامي (build-up period) يصور سيماء المنحني A ازدياداً تدريجياً للإنتاج حالما حفرت آبار الإنتاج ووضعت في الخدمة؛ مدة فترة التنامي متعلقة مباشرة بالبرنامج الزمني للحفر. أما سيماء المنحني B، الذي حفرت فيه بعض الآبار مسبقاً، فيبدأ الإنتاج بمعدل الاستقرار (plateau rate). إن الفائدة من الحفر المسبق (pre-drilling) هي لدفع وتنشيط إنتاج النفط، ممّا يحسّن تدفق النقد للمشروع، لكن الضرر هو أن كلفة الحفر قد تنامت، والفرصة لجمع معلومات الإنتاج المسبق من الآبار الأولى القليلة قد ضاعت، مما قد ينعكس سلباً على مواقع الآبار اللاحقة. يستخدم المعيار الاقتصادي (الوقع على ربحية المشروع) لتقرير القيام بالحفر المسبق.

تختلف كثيراً معدلات فترة استقرار إنتاج (plateau production) الحالتين A وB عن الحالة C، التي تكون أصغر، لكن بفترة استقرار أطول. الفائدة من المنحني C إنه يتطلب منشآت أصغر، وربما آباراً أقل لإنتاج نفس الاستعادة النهائية. يجب اعتبار هذه الفائدة من التكاليف الأخفض قد تمّت باستخدام المعيار الاقتصادي مقابل إنتاج مؤخر للنفط (وهو سيّئ لتدفق النقد). فائدة إضافية أخرى للمنحني C هي معدل الإنتاج المنخفض، وبالتالي انزياح أبطأ في الخزّان مما قد يحسن الاستعادة النهائية. قد يكون هذا مرجحاً في حالة معدلات الحركية غير المستحسنة والخزّانات منخفضة الميلان حيث تأثيرات الجاذبية أقلّ، كما نوقش في فقرة (9 ـ 4). إن اختيار معدل فترة استقرار إنتاج هو أمر اقتصادي، حيث العوامل المؤثرة في الربحية هي توقيت إنتاج النفط، والحجم وكلفة المنشآت المطلوبة، واحتمال استعادات نهائية أعلى بمعدلات استخراج أدنى.

كدليل، يقع معدل فترة الاستقرار بين 2 و5٪ من النفط المخزون في المكان الأوّلي STOIIP في السنة. تطبق النهاية المنخفضة للمجال على الخزّانات ضحلة الميلان مع معدل حركية غير مستحسن، مما ينتج عملية انزياح معتمدة على المعدل.

تبدأ فترة الانحدار (decline period) عندما يصبح أهمية إنتاج الآبار المنتجة غير كاف للحفاظ على معدل فترة الاستقرار. يبدأ هذا بالنسبة إلى بئر مفردة بسَوق النضوب، حالما يبدأ الإنتاج، ويمكن المحافظة على فترة استقرار الحقل بحفر المزيد من الآبار. يمكن تقدير إنجاز البئر خلال فترة الانحدار بتحليل

منحني الانحدار (decline curve analysis)، الذي يمكنه وصف الانحدار بصيغة رياضية. ويتم ذلك بفرض انحدار أسّي مع انحدار 10٪ بالسنة مثلاً، أو افتراض علاقة خط مستقيم بين الإنتاج التراكمي للنفط ولوغاريتم قطفة الماء. وتصبح هذه الافتراضات نظرية أكثر عندما تؤسّس على الملاءمة مع معطيات الإنتاج المقاس.

الطريقة الأكثر ثقة في توليد منحنيات الإنتاج، وبحث حساسية موقع البئر، وفواصل التثقيب، وقيود المنشآت السطحية. . . إلخ، هي من خلال محاكاة الخزّان.

أخيراً، يمكن ظهور قيود خارجية على سيماء منحني الإنتاج، مما يلي:

- سقوف الإنتاج، (مثلاً، حصص إنتاج منظمة الدول المصدرة للبترول (Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC))).
- متطلبات الحكومة المضيفة (مثلاً، توليد دخل ثابت طويل الأمد).
- طلب الزبون (مثلاً، عقد مبيع غاز بتسليم ثابت لعشر سنوات).
- مدة ترخيص الإنتاج (مثلاً، فترة إنتاج محدودة تحت عقد مشاركة الإنتاج).

9 ـ 8 **استعادة النفط المعززة** Enhanced oil recovery

تسعى تقنيات استعادة النفط المعززة EOR إلى إنتاج النفط الذي لا يمكن استعادته باستخدام طرائق الاستعادة الأوّلية والثانوية التي نوقشت حتى الآن. وهنالك ثلاثة أصناف من وسائل استعادة النفط المعززة:

- تقنيات حرارية (thermal techniques).
- تقنيات كيميائية (chemical techniques).
- عمليات مزوجة (miscible processes).

تستخدم التقنيات الحرارية لتخفيض لزوجة الخام الثقيل، وبذلك تتحسن الحركية وتسمح للنفط بالانزياح إلى الآبار المنتجة. وهذه هي الأكثر شيوعاً من تقنيات استعادة النفط المعززة، والطريقة الأكثر استخداماً لتوليد الحرارة هي بحقن ماء ساخن أو بخار في الخزّان. يمكن أن يعمل هذا بواسطة آبار حقن

مخصصة (سَوق الماء الساخن أو البخار)، أو كبديل الحقن في البئر ثم الإنتاج من نفس البئر (نقع بالبخار أو steam soak). إن الطريقة الأكثر طموحاً بتوليد حرارة في الخزّان هي في إشعال مزيج من غازي الهيدروكربون والأوكسجين، وتدعى العملية احتراق في المكان (in-situ combustion).

تغيّر التقنيات الكيميائية الخصائص الفيزيائية للمائع المزاح، أو للنفط، ويشمل هذا التغير حالتي فيضان البوليمير (polymer flooding) وفيضان الفعالية السطحية (surfactant flooding).

يهدف فيضان البوليمير إلى تخفيض كمية النفط المُتَجاوز (by-passed oil) بزيادة لزوجة المائع المنزاح، لنَقُل الماء، وبالتالي تحسين نسبة الحركية (M).

تذكّر أن:

$$\textbf{Mobility ratio } (M) = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o}$$

هذه الآلية مناسبة حيث تكون نسبة الحركية أكبر من 1.0. أما كيميائيات البوليمير مثل البوليسيكرايد (polysaccharides) فتضاف عادة إلى ماء الحقن.

يهدف فيضان الفعالية السطحية إلى تخفيض كمية النفط المتبقي في الفراغ المسامي، بتخفيض التوتر السطحي بين النفط والماء، والسماح لقطيرات النفط بالتفتت إلى قطيرات صغيرة بما يكفي لإزاحتها عبر مجازات المسام الضيقة (pore throats).

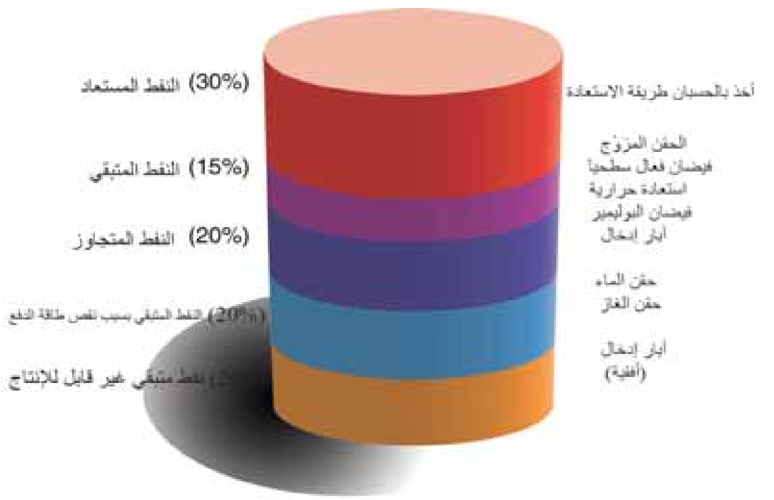
عليه يمكن إنجاز إشباع نفط متبقٍ منخفض جداً (حوالى 5%). بإضافة المادة الخافضة للتوتر السطحي مثل الصابون ومواد التنظيف إلى ماء الحقن مباشرة.

تهدف العمليات المَزوُجة (miscible processes) إلى استعادة النفط الذي يترك عادة كنفط متبقٍ، باستخدام مائع مزيح، الذي يمتزج فعلياً بالنفط. ونظراً إلى أن مائع السَوق المزوج يكون عادة أكثر حركية من النفط، يميل إلى تجنّب النفط، مما يؤدي إلى رفع كفاءة الاكتساح الجهري (macroscopic sweep efficiency). لذلك فالطريقة أكثر ملائمة للخزّانات شديدة الانحدار. تتضمن موائع السَوق المَزوُج مُحِلاّت هيدروكربونية، وغازات هيدروكربونية، وثاني أكسيد الكربون والنتروجين.

من الضروري عند الأخذ بالاعتبار الاستعادة الثانوية أو استعادة النفط

المعززة، تحديد مكان النفط المتبقي. يظهر الشكل (9 ـ 21) مثالاً على أين يمكن أن يكون النفط المتبقي، والطريقة الملائمة لمحاولة استعادته. النسب هي مثال، لكن يجب بناء مثل هذا المخطّط لحالة دراسة محددة لتعيين النفط الهدف «(target oil)».

بقي صنف واحد من النفط المتبقي الظاهر في الشكل (9 ـ 21) وهو نفط غير مستعاد في حواف النفط الرقيقة (thin oil rims) (نمطياً أقل من 40 ft سماكة)، الذي لا يمكن إنتاجه بدون حالة التمخرط أو الامتصاص (coning) في نفط و/أو غاز غير مرغوب. إن الآبار الأفقية هي صيغة مثالية لبئر الإدخال (infill well) في هذه الحالة، وسيناقش ذلك في الفقرة (10 ـ 3)، الفصل العاشر.



الشكل (9 ـ 21): استعادة النفط المتبقي.

الفصل العاشر

سلوك البئر الديناميكي

Well Dynamic Behaviour

مقدّمة والتطبيق التجاري: درس في الفصل التاسع السلوك الديناميكي للخزّان بغضّ النظر عن تأثير الآبار. مع ذلك عندما يقع تدفق المائع تحت تأثير هبوط الضغط بالقرب من البئر، يمكن أن يتغيّر الانزياح بتأثير توزيع الضغط المحلي، مما يؤدي إلى ظهور حالتي التمخرط (corning) أو التقرن (cusping). قد تحث هذه التأثيرات في إنتاج موائع غير مرغوب بها (مثلاً، ماء أو غاز بدلاً من النفط)، ويجب أن يُفهَم الوضع لكي يتم تصغير تأثيرها السالب.

توفرالآبار قناة إنتاج من الخزّان إلى السطح، وهي الصلة الأساسية بين الخزّان والمنشآت السطحية. لذلك يجب أن تمتلك القدرة على احتواء تدفق الإنتاج (أو الحقن) والموثوقية بوجه المشاكل مثل إنتاج الرمل، والتآكل، والضغوط ودرجات الحرارة العالية، والإخفاق الميكانيكي ومختلف مواضيع الإنتاج الكيميائية مثل الشموع، والرواسب والهيدرات. يملي نوع الآبار المطلوبة للتطوير وعددها منشآت الحفر المطلوبة، وتؤثر الضغوط ودرجات حرارة التشغيل ومعدلات الآبار ومتطلبات الرفع الصنعي في تصميم منشآت الإنتاج. قد يخفض تطبيق الآبار الأفقية أو متعددة الاتجاهات، عندما يكون مناسباً، عدد الآبار المطلوبة، مما سيكون له وقع على كلفة التطوير. لقد زاد، في السنوات الحالية، استخدام المراقبة عن بعد للبئر والتحكم بتقنيات مثل الآبار الذكية (smart wells) الاتصال بين المنشآت، والإكمال والخزّان.

10 ـ 1 **تقدير عدد آبار التطوير** Estimating the number of development wells

يؤثر نوع الآبار المطلوبة للتطوير وعددها، في المنشآت السطحية، وله وقع كبير على كلفة التطوير. نمطياً، تقع نفقة الحفر لمشروع بين 20 إلى 40٪ من رأس المال المصروف، مع أنه قد يكون أعلى من أجل تطوير تحت بحري. لذلك فالتقدير المعقول لعدد الآبار المطلوبة مهم.

يكفي أحياناً، عند إعداد دراسة الجدوى، تقدير عدد الآبار بالأخذ بعين الاعتبار ما يلي:

- نوع التطوير (مثلاً، سَوق القبعة الغازية، الحقن بالماء، النضوب الطبيعي).
- احتمال الإنتاج/الحقن للآبار المنفردة.

يمكن من أجل نوع معيّن من التطوير، تقدير منحني الإنتاج باستخدام الخطوط المرشدة الواردة في الفقرة (9) من الفصل التاسع. يمكن عندها تقدير عدد الآبار المنتجة (producing wells) للوصول إلى هذا المنحني من معدل استقرار الإنتاج، ومعدلات توازن الإنتاج (تسجيلات بداية البئر) التي أُنجزت أثناء اختبارات الإنتاج لآبار الاستكشاف والتقييم.

عدد آبار الإنتاج = معدل استقرار الإنتاج (plateau production rate) (stb/d)/ تسجيلات بداية البئر المفترضة (stb/d)

سيكون هنالك بعض الشك في معدلات إنتاج البئر الأولية، نظراً إلى أنه ربما لم تكتمل آبار الاستكشاف والتقييم بشكل أمثل، ومواقعها قد لا تكون ممثلة لكافة الحقل. لذلك يجب استخدام مدى لمعدلات تسجيلات بداية البئر لتوليد مدى لعدد الآبار المطلوبة. يعتمد إنجاز البئر المنفردة على تدفق المائع بالقرب من البئر، ونوع البئر (شاقولية، مائلة أو أفقية)، ونوع الإكمال وأي تقنيات رفع اصطناعي مستخدمة. ستؤخذ هذه العوامل بعين الاعتبار في هذه الفقرة. يمكن، في العديد من التطويرات القارية وتحت البحرية، خاصة، تخفيف تلك الشكوك نوعاً ما من خلال التطويرات الممرحلة.

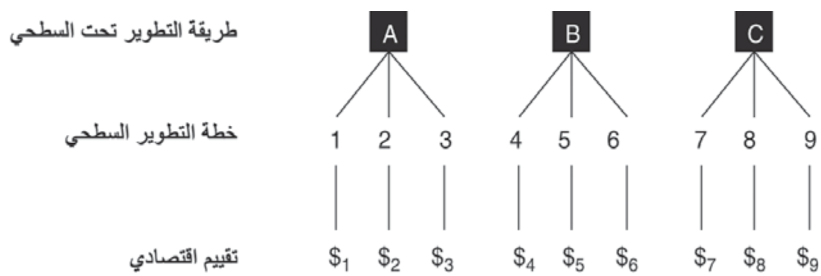
يمكن تقدير عدد آبار الحقن بطريقة مشابهة، ولكن من غير المرجح أن تكون نشاطات الاستكشاف والتقييم قد شملت اختبارات الحقن، لنَقُل: الماء في

عمود الماء في الخزّان. في هذه الحالة، يجب إجراء تقدير لاحتمال الحقن، يقوم على تقييم نوعية الخزّان في عمود الماء، التي من الممكن أن تكون قد انخفضت بتأثير التراص والنشأة اللاحقة. كثيراً ما تعاني خطط التطوير القائمة على حقن الماء أو دفع مكمن الماء الطبيعي من قلة البيانات حول جزء الطبقة الحاملة للماء من الخزّان، لأنه كثيراً ما يغفل النشاط التقييمي لإنجاز خصائص الخزّان في عمود الماء. يوضع، عند الغياب الكامل للمعلومات، مجال من الفرضيات عن إمكانية الحقن، لينتج مجالاً من الآبار المطلوبة. وإذا أدخل هذا المجال شكاً كبيراً في الخطة التطويرية، عندئذ تُبَرر الجهود التقييمية لتخفيض هذا الشك.

إن وجود الفوالق هو عنصر آخر قد يغيّر من عدد آبار الحقن/التطوير المطلوبة.

إن نوع التطوير، ونوع آبار التطوير وعددها، وعامل الاستعادة ومنحني الإنتاج متشابكة، يمكن تقدير تبعيتها باستخدام المقاربة الواردة أعلاه، لكن هذه العوامل جميعاً تربط نفسها بتقنيات محاكاة الخزّان الواردة في الفقرة (9 ـ 4)، الفصل التاسع. لا توجد أبداً خطة تطوير وحيدة واضحة لحقل ما، وتشمل الخطة المثلى كذلك كلفة المنشآت السطحية المطلوبة والاعتبارات البيئية. يقوم تقرير الخطة الأفضل عادة على المعيار الاقتصادي للربحية. يمثل الشكل (10 ـ 1) مجالاً من السيناريوهات الهادفة إلى تحديد خطة التطوير المثلى (تلك التي لها القيمة الحالية الصافية (Net Present Value (NPV))، كما حددت في الفصل الرابع عشر.

تستخدم عادة في مرحلة تخطيط تطوير الحقل، محاكاة الخزّان لتوليد منحنيات إنتاج ومتطلبات البئر لعدد من خيارات التطوير تحت السطحية، وتُقوّم وتُقدّر التكاليف لكلّ من خيارات التطوير السطحية المختلفة العائدة إليها.



الشكل (10 ـ 1): تحديد خطة التطوير المثلى.

10 ـ 2 تدفق المائع بالقرب من البئر Fluid flow near the wellbore

وصف هبوط الضغط حول بئر شاقولي للحالة الأبسط بالسيماء التالي لضغط المائع مقابل المسافة الشعاعية المحيطة بالبئر.

إن الفرق بين ضغط البئر المتدفق (P_{wf}) ومتوسط ضغط البئر ($\overline{P}$) هو هبوط الضغط أو (ضغط السحب pressure drawdown (ΔP_{DD}) ويساوي:

$$\Delta P_{DD} = \overline{P} - P_{wf} \text{ (psi) or (bar)}$$

إن العلاقة بين معدل التدفق (Q) نحو البئر وهبوط الضغط خطية تقريباً بالنسبة إلى المائع غير المشبع (أي مائع فوق نقطة التفقع) وتعرف بقرينة أو دليل الإنتاجية (Productivity Index (PI)) وتساوي:

$$(PI) = \frac{Q}{\Delta P_D} = (m^3/d/bar) \text{ أو } (bbl/d/psi)$$

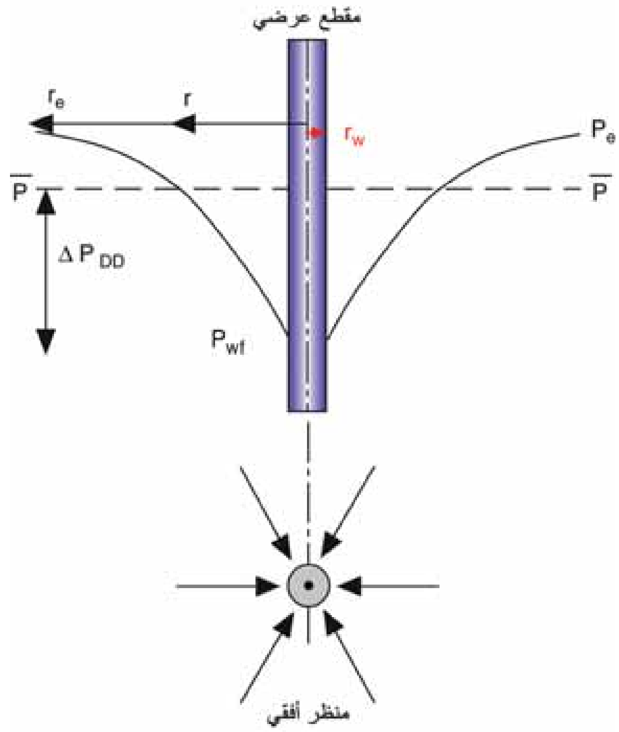
إذا كانت PI لخزّان نفط مساوية لـ 1bbl/d/psi فتكون صغيرة بالنسبة إلى خزّان شاقولي، وإذا كانت مساوية لـ 50 bbl/d/psi تكون كبيرة.

يتأثر معدل تدفق النفط إلى البئر بخصائص نفوذية (k) الخزّان وسماكته (h)، وخصائص لزوجة النفط (μ) وعامل حجم التشكّل (B_O) وكذلك بأيّ تغيير بمقاومة التدفق بالقرب من البئر، الذي يتمثل بحد بدون أبعاد يدعى قشر (skin) (S). يمثل التدفق الشعاعي للنفط نحو البئر الشاقولية، لحالة سلوك تدفق نصف ـ مستقرة (semi-steady state flow) (عندما يرى تأثير البئر المنتجة في كافة حدود الخزّان) بالمعادلة التالية:

$$Q = \frac{\Delta P_{DD} k h}{141.2\, \mu B_o \left\{ \ln\left(\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} \right) + S \right\}} \qquad \text{(stb/d)}$$

يمثل حد القشر S هبوط الضغط الذي يمكن أن يرتفع نتيجة تخريب التشكّل حول البئر. ويتسبب التخريب بشكل أساسي من غزو جزيئات صلبة من طين الحفر. تسد الجزيئات الصلبة مجازات المسام الضيقة وتسبب مقاومة للتدفق، مؤدية إلى هبوط ضغط غير مرغوب به قرب البئر. إن أفضل منع لما

يسمّى تخريب القشر (damage skin) هو في الاختيار المناسب للطَفلِة وتقنيات الإكمال. يمكن اختبار انسجام الطَفلِة والصخر باختبارات غمر اللب (core flood tests). هذه الاختبارات، مثل اختبار النفوذية الراجعة «(return permeability test)» الذي يستخدم قرصاً لبيّاً core plug صغيراً ومقياس نفوذية في اللب قبل وبعد ضخ الطَفلِة عبر أو خلال اللب. فإذا لم يُمنع التخريب، يمكن أحياناً إزالته بالدفق الراجع (back flushing) للبئر وبمعدلات عالية، أو بضخ كمية محدودة من الحمض في البئر (تحميض (acidising)) لتذويب الجزيئات الصلبة ـ بفرض أنها قابلة للذوبان بالحمض. وبدلاً من ذلك يجب تجاوز منطقة التخريب بسلوك طريق جانبي بواسطة ثقوب أو معالجة شقية صغيرة (شق قشري (skin frac)).

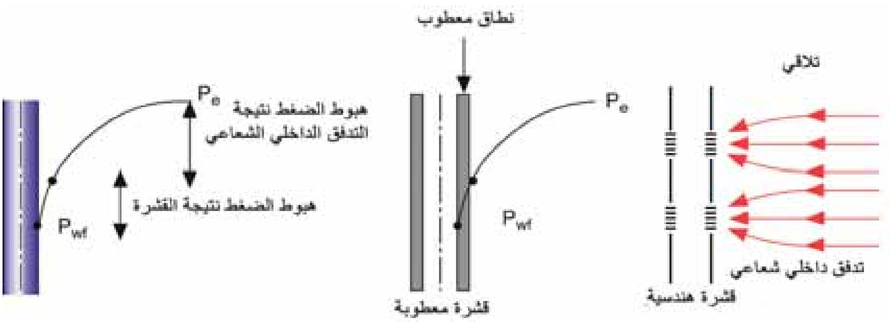


الشكل (10ـ 2): توزع الضغط حول البئر.

هنالك سبب آخر لحدوث القشر هو تثقيب البطانة عبر الخزّان مما يسبّب تقارب المائع، بينما يقترب من البئر، مما يؤدي إلى ازدياد هبوط الضغط

بالقرب من البئر. تدعى هذه المركبة من القشر بالقشر الهندسي (geometrical skin)، ويمكن تقليلها بإضافة مزيد من الثقوب. مع ذلك، يوجد عادة تناوب بين زيادة الإنتاجية والخطر الحقيقي من التثقيب قريباً من موائع غير مرغوب بها، (امتصاص) الماء أو الغاز إلى البئر.

قد ينقلب نظام التدفق، في معدلات التدفق العالية جداً، من تدفق رقائقي إلى مضطرب، مما يؤدي إلى مزيد من هبوط الضغط، بسبب قشر مضطرب؛ وهذا أكثر شيوعاً في آبار الغاز، حيث السرعات أعلى بكثير مما في آبار النفط. يعتمد هذا الهبوط بالضغط على المعدل، لذلك كان التعبير قشراً معتمداً على المعدل (rate dependant skin) (الشكل 10 ـ 3).



الشكل (10ـ 3): هبوط الضغط بسبب القشر.

يمكن التعبير عن معادلة التدفق (Q) في آبار الغاز، التي تحدد معدل إنتاجية الغاز كما يلي:

$$Q = \frac{(\bar{P}^2 - P_{\mathbf{wf}}^2)kh}{\mathbf{141.2}\,\mu ZT\left\{\ln\left(\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}\right) + S\right\}} \quad \text{(stb/d)}$$

حيث يقاس معدل تدفق الغاز Q بآلاف الأقدام المكعبة المعياريّة في اليوم (Mscf/d)؛ وZ عامل انضغاطية الغاز ـ تصحيح للطبيعة غير «المثالية» للغازات الحقيقية. وT هي درجة حرارة الخزّان.

إن اختلاف صيغة معادلة التدفق للغاز ناتج من تمدد الغاز مع هبوط الضغط. يزيد هذا التمدد سرعة الغاز ممّا يسبّب هبوطَ ضغطٍ متزايداً.

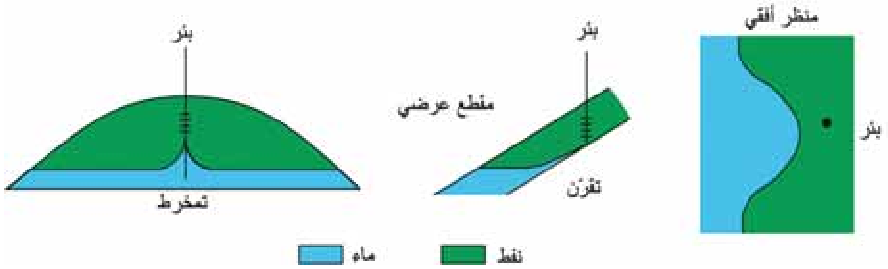
تصبح قيمة PI المتوافقة كالتالي:

$$PI = \frac{Q}{\overline{P}^2 - P_{wf}^2} \ (\text{Mscf/d/psi}^2) \text{ or } (\text{m}^3/\text{d/bar}^2)$$

عندما يصبح التدفق الشعاعي (radial flow) للمائع نحو البئر تحت تأثير البئر المُركّز، قد يتغيّر شكل حد التماس (interface) بين المائعين. يظهر الشكل (10 ـ 4) ظاهرتي امتصاص الماء وتقرّنه، فيما يزيح الماء النفط باتجاه البئر.

يحدث الامتصاص في المستوى الشاقولي، وفقط يكون حد التماس بين النفط والماء واقعاً مباشرة تحت البئر المنتجة. يسحب الماء إلى الأعلى نحو الثقب، وحالما يصل إلى الثقوب، تنتج البئر مع قطفات متزايدة من الماء.

يحدث التقرّن في المستوى الأفقي حيث لا يقع حد تماس النفط والماء المستقر مباشرة تحت البئر. في هذه الحالة يُجذب المائع غير المرغوب به نحو البئر المنتجة على امتداد ميل التشكّل.



الشكل (10 ـ 4) تمخرط (امتصاص) الماء وتقرّنه.

يزداد الميل للتمخرط والتقرّن إذا:

- زاد معدل التدفق في البئر.
- قلّت المسافة بين حد تماس النفط والماء المستقر والثقوب.
- ازدادت النفوذية الشاقولية.
- انخفاض الفارق الكثافي بين النفط والماء.

لتخفيض هذا الميل يجب الإنتاج بمعدل منخفض، ويجب أن تكون

الثقوب بعيدة قدر الإمكان عن حد تماس النفط والماء. يمكن المتابعة، عند اقتحام المائع غير المرغوب به للبئر، بتغيير مكان الثقوب خلال الصيانة، أو بخفض معدل الإنتاج.

بيّنت الأمثلة الواردة أعلاه تمخرط وتقرّن الماء. وقد تلاحظ نفس الظاهرة مع الغاز المُغطي (overlaying gas) الذي يسحب نحو الأسفل إلى بئر إنتاج النفط. يدعى هذا تمخرط الغاز وتقرّنه.

يعتمد ارتفاع وعرض المخاريط والتقرنات على خصائص المائع والخزّان، وعلى المعدلات التي تُنتج بها الآبار. ففي خزّان ذي نوعية جيدة ومعدلات إنتاج عالية (لنقل 20 Mb/d)، قد يصل المخروط إلى 200 قدم ارتفاعاً، ويمتد إلى مئات الأقدام في الخزّان. من الواضح إن هذا عائق رئيسي في عمود نفط رقيق، حيث يمكن للتمخرط أن يسبب قطفة ماء عالية بمعدلات إنتاج منخفضة نسبياً. في هذه الحالة تقدم الآبار الأفقية فائدة واضحة تتفوق على الآبار التقليدية الشاقولية أو المائلة.

10 ـ 3 **الآبار الأفقية** Horizontal wells

يعود حفر الآبار الأفقية إلى الخمسينيات من القرن الماضي، لكنها نالت شعبية كبيرة منذ الثمانينيات من القرن الماضي وما بعد، إذ تقدمت تقنية الحفر الموجّه وارتفع ضغط الكلفة. للآبار الأفقية فائدة كامنة تفوق الآبار الشاقولية أو المائلة لثلاثة أسباب، هي:

- تعرض متزايد للخزّان مما يعطي قرائن أو أدلة إنتاجية عالية (PIs).
- قابلية وصل معالم جانبية متقطعة، مثلاً شقوق وكتل فالقية.
- تغيير هندسة شبكة الصرف، كأن تكون موازية لحدود تماس المائع.

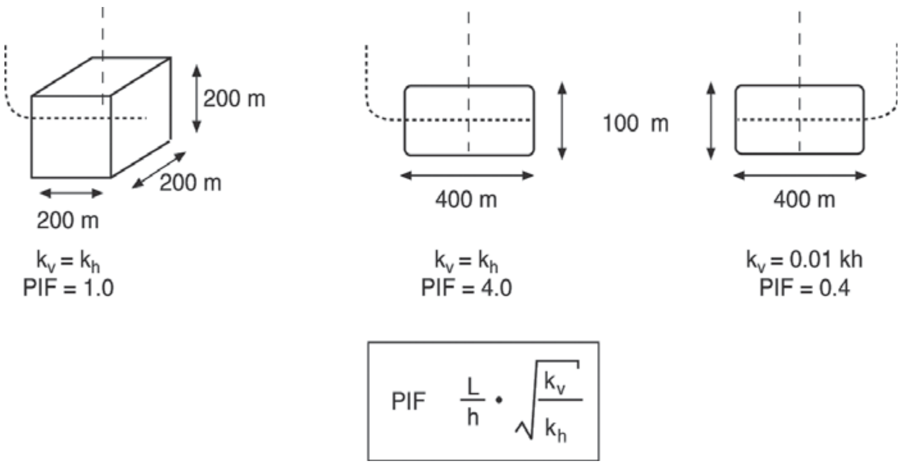
ينتج التعرض المتزايد للخزّان (increased exposure to the reservoir) من المقاطع الأفقية الطويلة التي يمكن بلوغها (إن مقاطعاً طولها كيلومترات تعتبر روتينية في العديد من الحقول). نظراً إلى أن قرينة الإنتاجية تعتبر دالة لطول الخزّان الذي يستنزف منه البئر، يمكن للآبار الأفقية أن تعطي إنتاجيات عالية في الخزّانات الممتدة جانبياً. يمكن للمرء تقدير الفائدة الأولية الكامنة في الآبار الأفقية باستخدام قياسات تقريبية (rule of thumb)، وعامل تحسين الإنتاجية

(Productivity Improvement Factor (PIF))، الذي يقارن الإنتاجية الأولية لبئر أفقية بتلك لبئر شاقولية في نفس الخزّان، خلال الفترة الزمنية الأولى للتدفق الشعاعي:

$$PIF = \frac{L}{h}\sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

حيث L طول الخزّان؛ h ارتفاع الخزّان؛ k_h النفوذية الأفقية للخزّان؛ k_v النفوذيية الشاقولية للخزّان.

إن لهندسة الخزّان ونوعيته تأثيراً هاماً جداً فيما إذا كانت الآبار الأفقية ستحرز فائدة مقارنةً بالبئر الشاقولية، كما سيوضح في المثال التالي (الشكل 10 ـ 5).

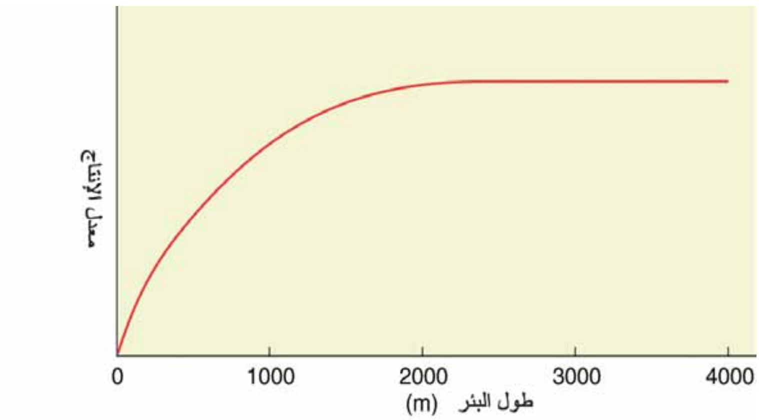


الشكل (10ـ 5): عامل تحسين الإنتاجية لآبار أفقية.

في حالة وجود نفوذية شاقولية منخفضة جداً، تُنتج البئر الأفقية فعلياً بمعدل أخفض من البئر الشاقولية. كل هذه الأمثلة تفترض أن الخزّان هو رقعة (block)، بخصائص متجانسة. من غير المرجح أن تختلف الاستعادة النهائية من بئر أفقية في الأمثلة السابقة، عن تلك للبئر الشاقولية، والفائدة الرئيسية هو في تسارع الإنتاج المحقق بالبئر الأفقية.

إن تقدير عامل تحسين الإنتاجية هو فحص كمي للفائدة الأولية المحتملة

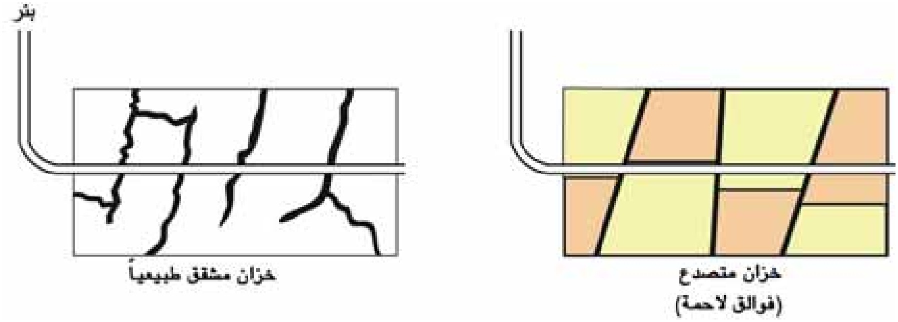
للبئر الأفقية. إن فوائد معدل التدفق المستقر للآبار الأفقية مقارنة بالآبار الشاقولية محكومة بشدة بعلاقات مشتقة من قبل جوشي (Joshi) (راجع Horizontal Well Technology, Pennwell, 1991)، وكذلك، في الخزّانات عالية النفوذية يوجد فعلاً تناقص راجع لمعدل الإنتاج على طول البئر المحفورة، بسبب هبوط الضغط الناتج من الاحتكاك مع ازدياد طول البئر، الظاهر تخطيطياً في الشكل (10 ـ 6).



الشكل (10ـ 6): معدل الإنتاج ضد طول البئر الأفقية.

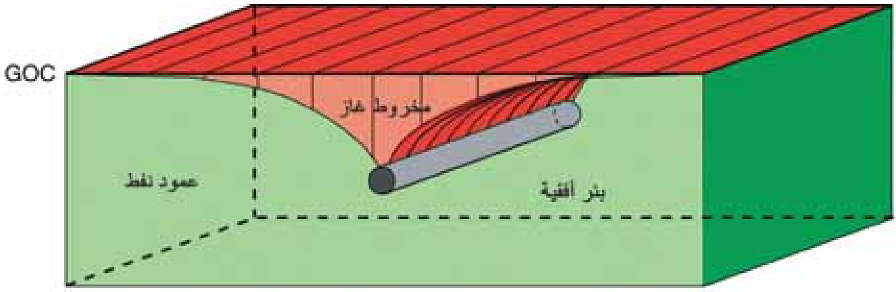
تعتمد العلاقة الصحيحة على خصائص المائع والخزّان، ويبحث بها خلال تخطيط البئر. وقد يفاقم المشكلة تطبيقات إكمال رديئة، لأن السحب المنخفض من أسفل البئر (toe) مقارنة بالسحب من كعبه heel يمنع التنظيف التام من الطَفلِة، وكعكة التصفية وموائع الإكمال.

للآبار الأفقية احتمال أعلى بوصل معالم جانبية متقطعة (connect laterally discontinuous features) في الخزّانات متغايرة الخواص أو المتقطعة. فإذا كانت نوعية الخزّان فقيرة محلياً، يكون المقطع التالي من الخزّان من نوعية أفضل، مما يحقق إنتاجية سليمة للبئر. وإذا كان الخزّان متصدعاً (faulted) أو مشققاً (fractured) فقد تُوصل البئر الأفقية بين سلسلة من الرقع المتصدعة أو الشقوق الطبيعية بطريقة قد تحتاج إلى العديد من الآبار الشاقولية لتحقيقها. من المرجح أن تكون الاستعادة النهائية للبئر الأفقية أعلى بكثير مما لبئر شاقولية وحيدة (الشكل 10 ـ 7).



الشكل (10ـ 7): زيادة الاستعادة من البئر الأفقية.

التطبيق الرئيسي الثالث للآبار الأفقية هو تخفيض تأثيرات التمخرط والتقرن بتغيير هندسة شبكة التصريف (changing the geometry of drainage) قريباً من البئر. مثلاً، قد تمر بئر أفقية على طول قمة رقعة فالقية مائلة لتبقى بعيدة بقدر الإمكان عن حد تماس النفط ـ الماء المتقدم خلال سَوق الماء. وهناك فائدة إضافية هي إذا كانت قرينة الإنتاجية (productivity index) لبئر أفقية عالية، عندئذ يمكن إنجاز نفس إنتاجية النفط بمستوى سحب أخفض بكثير، وبذلك يتم تخفيض التمخرط والتقرن إلى الحد الأدنى. النتيجة هي أن إنتاج النفط ينجز بإنتاج ماء أقل بكثير، مما يقلّل تكاليف المعالجة ويساعد في الحفاظ على ضغط الخزّان. للآبار الأفقية فائدة جَمّة خاصة في أعمدة النفط الرقيقة (thin oil columns) (لنقل، أقل من 40m سماكة)، التي ستكون عرضة للتمخرط إذا طُوّرت باستخدام الآبار التقليدية. قد يكون الماء أو الغاز أو كلاهما مائعين غير محبذين عند حافة النفط. ويشار عادةً إلى التشويه في حد تماس المائع بالقرب من البئر الأفقية بتعبير التذري (cresting) بدلاً من التمخرط، بسبب شكل الحد الفاصل. يظهر الشكل (10 ـ 8) منظراً تخطيطياً لغاز يتذرّى من قبعة غازية تعتلي خزّاناً نفطياً.



الشكل (10ـ 8): غاز يتذرّى في حافة نفط مطور بآبار أفقية.

10 ـ 4 اختبار الإنتاج واختبار ضغط قاع البئر Production testing and bottom hole pressure testing

تنجز اختبارات إنتاج روتينية، نمطياً مرة واحدة في الأقل شهرياً على كل بئر منتجة. ويتم ذلك بتحويل الإنتاج عبر صهريج الفصل الاختباري الموجودة على السطح، لقياس معدل تدفق (flowrate) المائع وقطفة الماء ومعدل إنتاج الغاز. يسجل ضغط رأس الأنبوب (يدعى أيضاً ضغط رأس الأنبوب المتدفق (Flowing Tubing Head Pressure (FTHP)) معدل الإنتاج في وقت اختبار، ويرسم منحني تغيّر معدل الإنتاج مع (FTHP). يسجل أيضاً الـ (FTHP) على الأقل مرة يومياً ويستخدم لتقدير معدل إنتاج البئر على أساس يومي بالرجوع إلى منحني الـ (FTHP) مقابل معدل إنتاج البئر.

من المهم معرفة كم تُنتج أو تُحقن كل بئر بهدف معرفة تغيّرات الإنتاجية أو الحقن في البئر، بحيث يتم التحقيق بمسبب ذلك. مثلاً، قد تكون البئر تعرضت للحرشفة (scaling up). كذلك، من الضروري، ومن أجل أهداف إدارة الخزّان (الفصل الرابع عشر)، فهم توزيع حجوم السوائل المنتجة من الحقل أو المحقونة فيه. هذه البيانات هي دخل في نموذج محاكاة الخزّان، وتستخدم لفحص ما إذا كان الإنجاز الفعلي يتوافق مع الإنتاج، ولتحديث البيانات السابقة في النموذج. يتم البحث عن تفسير، عندما لا تتوافق النتائج الفعلية مع المخمنة، التي قد تقود إلى ضبط النموذج (مثلاً، إعادة تحديد حدود الضغط، أو حجوم المائع في المكان).

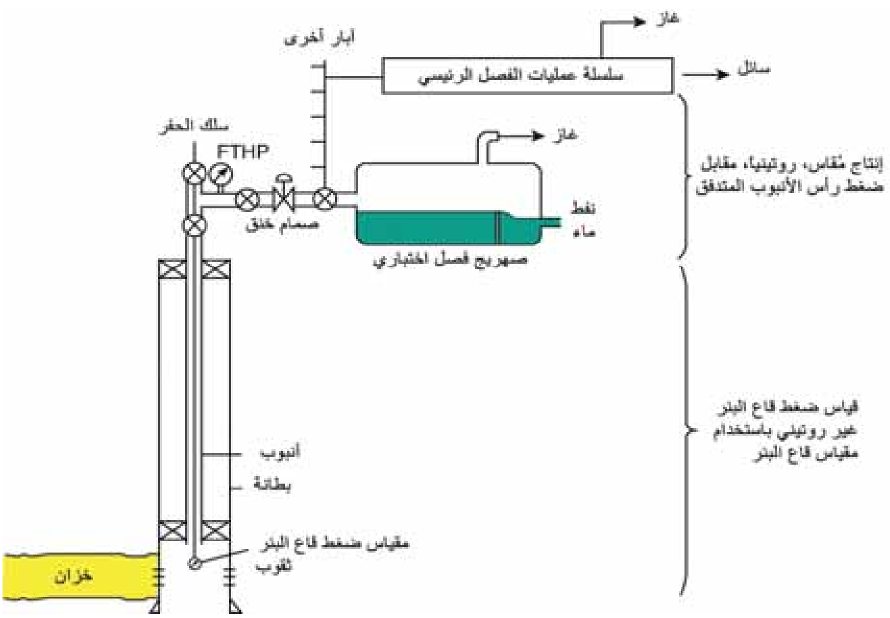
يجمع اختبار الإنتاج عبر صهريج الفصل معلومات عن السطح. وهنالك مجموعة أخرى من المعلومات تجمع خلال اختبار ضغط قاع البئر (bottom hole pressure testing) وهي معلومات ضغط قاع البئر التي تستخدم لتحديد خصائص الخزّان مثل النفوذية والقشر. ففي بئر إنتاج، استكملت بأنابيب إنتاج، تؤخذ قياسات ضغط قاع البئر بإنزال مقياس ضغط على سلك (إما سلك كهربائي، أو مقياس بذاكرة على مزلقة (slickline)، إلى عمق فواصل الخزّان. يكون عندها مقياس الضغط قادراً على تسجيل الضغط بينما يتدفق البئر أو حتى عند انحباس البئر.

إن معاينة الضغط الستاتيكي لقاع البئر (Static Bottom Hole Pressure survey (SBHP)) مفيدة في تحديد الضغط حول البئر، بدون أن تتأثر بعوامل

الإنتاج. وقد لا ينجز هذا الأمر ببساطة بتصحيح قياس الضغط السطحي، نظراً إلى أنه ربما تكون محتويات الأنابيب غير معروفة، أو قد يحتوي على موائع قابلة للانضغاط تتغير كثافتها مع الضغط (ويكون لها منحني غير معروف).

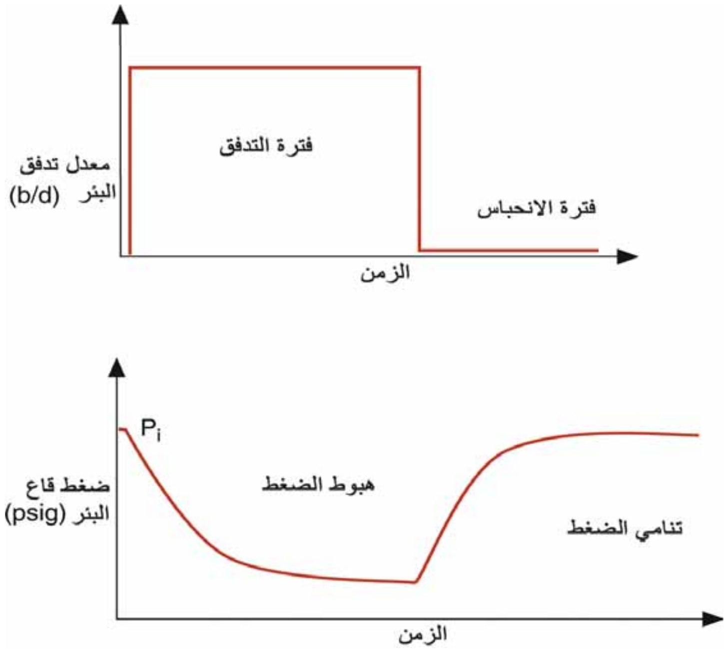
إن معاينة الضغط التدفقي لقاع البئر (Flowing Bottom Hole Pressure survey (FBHP)) مفيد في تحديد مقدار هبوط الضغط في البئر (الفرق بين متوسط ضغط البئر و$FBHP, P_{wf}$) ومنه تحسب قرينة الإنتاج (PI). بقياس الـ FBHP الـ FBHP مع الزمن لمعدل إنتاج ثابت، ويمكن تعيين معاملات النفوذية والقشر، وربما وجود فالق قريب، باستخدام معادلة التدفق الشعاعي الواردة في الفقرة (10 ـ 2). ويمكن كذلك حساب المعاملات بقياس استجابة ضغط قاع البئر مع الزمن عند انحباس البئر (الشكل 10 ـ 9).

إن تسجيل ضغط قاع البئر أولاً أثناء فترة التدفق، هو إجراء شائع (اختبار مقدار هبوط الضغط (pressure drawdown test))، ثم خلال فترة انحباس الضغط (اختبار مقدار تنامي الضغط (pressure build-up test)). يهبط FBHP أثناء فترة التدفق من الضغط الأولي، ثم لاحقاً، عند انحباس البئر يتنامى ضغط قاع البئر (الشكل 10 ـ 10).



الشكل (10ـ 9): اختبار ضغط قاع البئر.

في الحالة الأبسط، ومن أجل معاينة مقدار هبوط الضغط، تشير معادلة التدفق الشعاعي إلى أن الضغط التدفقي لقاع البئر متناسب مع لوغاريتم الزمن. يمكن تعيين نفوذية الخزّان من منحني الخط المستقيم للضغط مقابل لوغاريتم الزمن، ولاحقاً القشر الكلّي للبئر. ومن أجل معاينة مقدار تنامي الضغط، يمكن استخدام منحني مشابه (يدعى مخطّط هورنر (Horner plot)) لتحديد نفس المعاملات، التي تعمل قيمها كتدقيق مستقل للنوعية لتلك التي اشتُقت من معاينة مقدار الهبوط.



الشكل (10ـ 10): معاينة مقدار هبوط الضغط ومقدار تناميه.

نموذجياً، تنجز معاينة مقدار الهبوط ومقدار التنامي بمجرّد اكتمال بئر إنتاج، وذلك لتعيين خاصة النفوذية (k) للخزّان، وكفاءة إكمال البئر كما تظهر بعامل القشر (S) وقرينة إنتاج البئر (PI). وما لم تشير اختبارات الإنتاج الروتينية إلى تغيّر غير متوقع في إنتاجية البئر، يمكن تنفيذ معاينات SBHP فقط، لنَقُل، مرة في السنة. يمكن تنفيذ معاينة مقدار الهبوط ومقدار التنامي الكاملين لتحديد سبب التغيّرات غير المتوقعة في إنتاجية البئر. وبالإضافة إلى مقاييس الضغط والحرارة، يمكن الحصول على مجموعة كاملة إضافية من البيانات في نفس

الوقت وفي سجل إنتاج واحد. هذا وقد تشمل تقنيات التسجيل البئري للإنتاج (Production Logging Techniques (PLTs)) دوار تدفق (spinners) لقياس معدلات التدفق ومقاييس الكثافة لقياس محتويات الماء والغاز والنفط وقياسات أخرى أكثر تعقيداً تُحدد أنواع الموائع الموجودة خلف البطانة مثلاً. سيُغَطى هذا الموضوع بتفاصيل أكثر في الفصل السادس عشر.

يشيع حالياً استخدام قارئة (read-out) سطحية دائمة لقراءة المقاييس داخل البئر في الآبار الحرجة. وهذه خاصة حالة الآبار تحت البحر، حيث قد تزيد كلفة تنفيذ سجل إنتاج وحيد أكثر من 2 مليون دولار، لوجوب تحريك برج حفر أو مركب تدخل (intervention vessel).

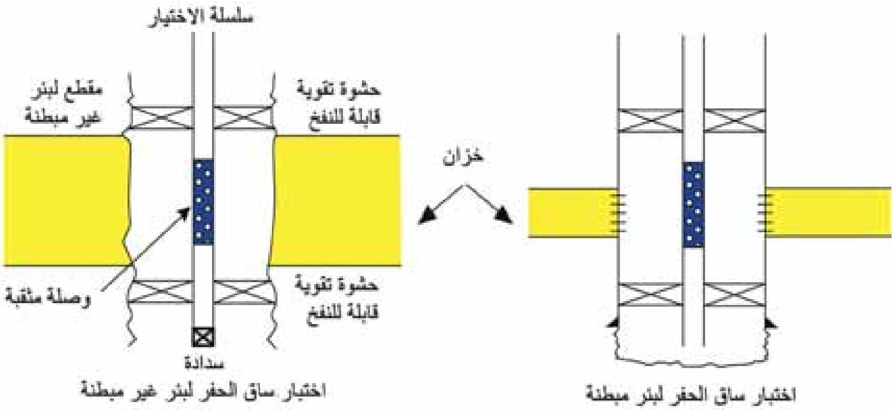
تُشغّل مقاييس دائمة في البئر مع مرحلة الإكمال. توضع هذه المقاييس (بلورة كوارتز إلكترونية (electronic quartz crystal) أو أحياناً بصرية ليفية (fabric optic)) عادة أعمق ما يمكن بحيث تكون قريبة من عمق الخزّان. في التطبيق العملي، ولتجنب العديد من التعقيدات، تُشَغّل عادة فوق حشوة تقوية (packer). يوضع المقياس خارج مسار التدفق وبشكل محمي، لكنه معرض لضغط الأنبوب وحرارته. ثم يمرر كبل بجانب الأنبوب، نمطياً مُشبك إلى كل وصلة في الأنبوب. يمر الكبل في النهاية عبر شجرة الميلاد ويرتبط بمنظومة أجهزة المنشآت (الشكل 10 ـ 11).



الشكل (10ـ 11): كبل مقياس ومشبك منصوبين داخل أنبوب
(حقوق نشر الصورة لـ H. Crumpton).

نموذجياً، تقيس هذه المقاييس الضغط ودرجة الحرارة، وكذلك يمكن نشر مقياس تدفق (flow) meter لقياس تأثير فينتوري (venture effect) وبالإضافة إلى مقاييس الكثافة.

من المفيد غالباً اختبار إنتاجية البئر في آبار الاستكشاف التي تظهر مؤشّرات هيدروكربون، واحتجاز عيّنة من المائع. يمكن استخدام هذا كبرهان فيما إذا كان مزيداً من الاستكشاف والتقييم سيكونان مبررين. وإذا كانت البئر لن تستعمل على الأرجح كبئر إنتاج، فهنالك حاجة إلى طريقة لاختبار البئر بحيث تزيل كلفة تمديد بطانية عبر الفواصل المأمولة، وتركيب أنبوب إنتاج، وحشوة تقوية ورأس بئر. في مثل هذه الحالة، يمكن إنجاز اختبار ساق الحفر ((Drill Stem Test (DST)) باستخدام سلك مخصص يدعى سلسلة الاختبار(test string)، له مانع تسرب (seal) غاز محكم على الفواصل (الشكل 10 ـ 12).



الشكل (10ـ 12): **اختبار ساق الحفر.**

يوضع في اختبار ساق الحفر حشوات تقوية قابلة للنفخ (inflatable packers) مقابل المقطع المكشوف لتحيط بالفاصل المأمول. تُمنَع هجرة الهيدروكربون إلى الحلقة من قبل حشوة التقوية العليا، ويتطلب مانع تسرب جيد لتأمين السلامة. لذلك يمكن تطبيق اختبار ساق الحفر للمقطع المكشوف فقط عندما يكون المقطع المكشوف داخل مقياس. يتم تحديد الطول الآمن من مقطع الاختبار المكشوف بقوة كعب التبطين (casing shoe). وإذا تطلب اختبار عدة فواصل بشكل منفصل، عندئذ يمكن الأخذ بالاعتبار اختبار ساق الحفر

لبئر مبطنة (cased hole). يثقب الفاصل ذو الأهمية فقط ويسمح له بالتدفق. ويختم كل فاصل قبل اختبار الآخر. في كلا النوعيّن من اختبار ساق الحفر يمكن تشغيل مقياس ضغط قاع البئر (down hole pressure gauge)، وبالتالي إجراء مسح لمقدار الهبوط ومقدار التنامي.

10 ـ 5 أداء الأنبوب Tubing performance

عالجت الفقرات السابقة تدفق المائع في البئر. يُشار عادة إلى هذا بـ «أداء الدفق الداخلي (inflow performance)». تشير قرينة الإنتاج PI إلى أنه بينما ينخفض ضغط البئر التدفقي (P_{wf})، يزداد مقدار الهبوط ويزداد تدفق المائع إلى البئر. تذكر أنه من أجل بئر نفط (الشكل 10 ـ 13)، يكون:

مقدار هبوط الضغط ΔP_{DD}، كالتالي:

$$\Delta P_{DD} = \overline{P} - Pwf \text{ (psi) or (bar)}$$

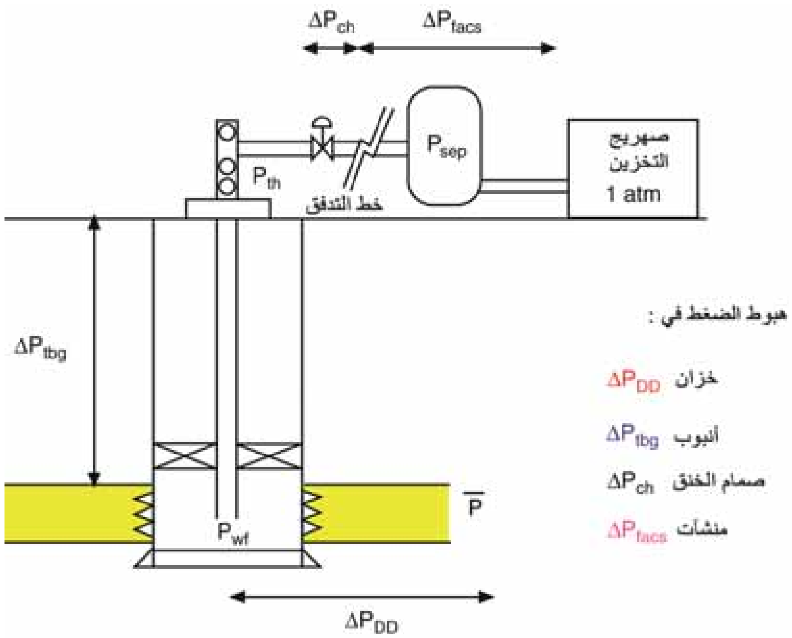
وقرينة الإنتاجية (PI) كالتالي:

$$PI = \frac{Q}{\overline{P}^2 - P_{wf}^2} \text{ (Mscf/d/psi}^2\text{) or (m}^3\text{/d/bar}^2\text{)}$$

ينسَوق المائع عند وصوله إلى البئر في الأنبوب نحو الأعلى إلى فوهة البئر، عبر صمّام الخنق، وخط التدفق أو التجميع (flowline)، وصهريج الفصل، ثم إلى التصدير أو نقطة التخزين؛ وتتضمن كل خطوة تغلب على هبوط الضغط.

يمكن قسمة هبوط الضغط إلى ثلاثة أجزاء؛ الخزّان أو الدفق الداخلي، شبكة الأنابيب والمعدّات السطحية، وضغوط الوصل. متمثلة بالضغط التدفقي للبئر (P_{wf}) (flowing wellbore pressure) وضغط فوهة الأنبوب (tubing head pressure) (P_{th}). وللتغلب على هبوط الضغط في صمّام الخنق وفي المعدّات يتطلب ضغط فوهة أنبوب محدد. وللتغلب على هبوط الضغط الشاقولي في الأنبوب بسبب الضغط الهيدروستاتيكي للمائع في الأنبوب، وهبوط الضغط الاحتكاكي (friction pressure drop)، يتطلب ضغط بئر محدد. بالنسبة إلى سائل وحيد الطور (single phase fluid) (أي، ماء فقط أو نفط فقط)، يمكن حساب هذا الاتحاد الهيدروستاتيكي والاحتكاكي بشكل مباشر نسبياً حتى مع الأخذ

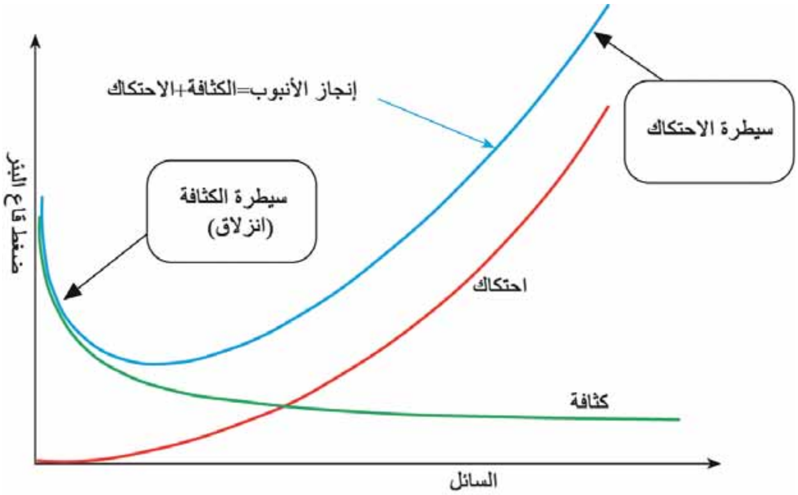
بالاعتبار تغيّر كثافة الغاز مع الضغط. مع ذلك، إن التعقيد في كل الآبار المنتجة ناتج من وجود أكثر من طور واحد ولكل طور كثافة ولزوجة مختلفة. وهذا هو تدفق متعدد الطور (multiphase flow). في السرعات العالية، تمتزج الأطوار بشكل مشوش، وتنتقل بنفس السرعة. عندها تؤخذ متوسطات الكثافة واللزوجة، لحساب الضغط الاحتكاكي والهيدروستاتيكي. في هذه الظروف المحيطة، لا يتغيّر الضغط الهيدروستاتيكي مع المعدل، لكن هبوط الضغط الاحتكاكي يعتمد على السرعة أو مربع المعدل. وفي السرعات المنخفضة، تميل الأطوار إلى الحركة بسرعات مختلفة. يدعى هذا التأثير «التفويت» (slippage).



الشكل (10ـ 13): **هبوط الضغط في عملية الإنتاج.**

بما أن الموائع الأخف (مثل الغاز) ترحل أسرع من الأطوار الأكثف مثل الماء، يستغرق الغاز زمناً أقصر في الأنبوب بالنسبة إلى السوائل. لذلك سيشغل الغاز حيزاً أصغر، وبالتالي له تأثير أقل على الكثافة الإجمالية. وعندما ينخفض المعدل، تزداد بذلك الكثافة الإجمالية. يظهر في الشكل (10 ـ 14) التأثير الموحد للاحتكاك والكثافة، حيث الضغط الكلّي المطلوب (P_{wf}) لرفع الموائع

إلى ضغط سطحي محدد (P_{th}) ظاهر وكأنه يتغلب على هبوط كلٍّ من الضغط الهيدروستاتيكي والضغط والاحتكاكي.



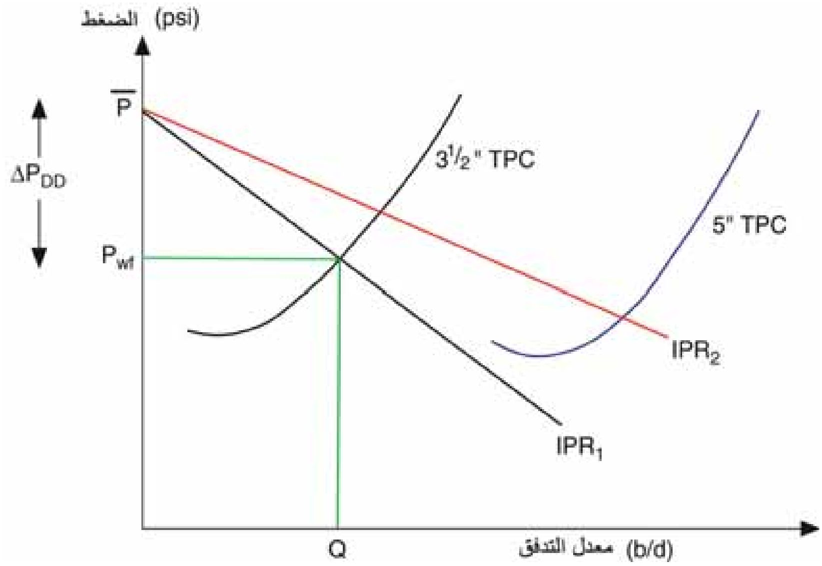
الشكل (10ـ 14): أداء الأنبوب.

إن حساب «التفويت» بدقة، وكذلك الاحتكاك والكثافة معقّد، ويبقى بدون حل دقيق. ويستخدم لذلك عادة، عدد من العلاقات التجريبية. ويعتمد اختيار العلاقة على المائع ومعدلات الغاز والمائع. يمكن تأكيد العلاقة الصحيحة بمقارنة العلاقة المخمنة ببيانات التدفق الواردة من مقاييس أسفل البئر أو من سجلات الإنتاج. ستتأثر كذلك علاقة أداء الأنبوب الإجمالية (Tubing Performance Relationship (TPR)) بشكل كبير بتغيرات قطفة الماء، ونسب الغاز ـ الماء وحجم الأنبوب، وكذلك تأثيرات الرفع الصنعي (artificial lift). وكما يمكن أن ملاحظته، وجود قيم صغرى في علاقة أداء الأنبوب الإجمالية TPR. تمثل هذه القيم أخفض ضغط لازماً لرفع الموائع إلى السطح؛ فهو يمثل لذلك الشرط الأكثر كفاءة. وبشكل تقريبي، يكون أداء التدفق الواقع من الناحية اليمنى من القيم الصغرى في علاقة أداء الأنبوب مستقراً، بينما الشروط الواقعة في الناحية اليسرى من القيم الصغرى، مع أنها غير كفؤ، يمكن أن تعاني تأثيرات التدفق غير المستقرة، مثل تباطؤ شديد من الأفضل تجنّبه.

لدينا الآن توقعات لهبوط الضغط في الأنبوب وفي الخزّان. وهما يتشاركان في نقطة أو عقدة واحدة. تتنبأ علاقة أداء الدفق الداخلي (Inflow Performance

Relationship (IPR)) بضغط تدفق البئر لخزّان معيّن أو خزّان إكمال، بينما تتنبأ علاقة أداء الأنبوب (TPR) بضغط تدفق البئر المطلوب لرفع هذه الموائع إلى السطح عبر ذلك الأنبوب. يجب أن يتساوى الضغط والمعدل في عقدة فتحة البئر، ولذلك تكون نقطة تقاطع علاقة أداء الدفق الداخلي (IPR) وعلاقة أداء الأنبوب (TPR) هي معدل ضغط تدفق البئر المخمنة. تدعى هذه التقنية «تحليل NODAL TM11». يمكن استخدام نفس التقنية لتقاطع علاقة أداء الأنبوب مع هبوط ضغط المعدّات السطحية، حيث العقدة الآن هي الضغط السطحي.

بإهمال هبوط ضغط المعدّات السطحية، يمثل المخطّط التالي مثالاً للتوازن بين علاقة أداء الدفق الداخلي وعلاقة أداء الأنبوب لحجمين من هذه الأنابيب (الشكل 10 ـ 15).



الشكل (10ـ 15): أداء الخزّان وأداء الأنبوب.

في حالة خزّان IPR_1، لا ينجز الأنبوب الأكبر توازناً، ولن تتدفق البئر إذا استخدم أنبوب قطره 5.5 إنش قطراً. وفي خزّان IPR_2 قد يستفاد من قياس أكبر للأنبوب ليسمح بإنتاج أعلى، والقياس الصحيح للأنبوب هو 5.5 إنش قطراً، إذا أُريد تحقيق إنتاج أعظمي أولي من البئر. إن فهم أداء الأنبوب وأداء الخزّان (الذي يتطلب جمع بيانات الخزّان) مهم للاختيار الصحيح لحجوم الأنابيب (selection of tubing size). لاحظ أن معظم المتغيّرات (قطفة الماء، ضغط

الخزّان) تتغيّر جوهرياً مع الزمن، لذلك يتطلب التخطيط طويل الأمد اختيار بعض الحلول الوسط.

بالعودة إلى هبوط الضغط السطحي عبر صمّام الخنق والمعدّات، فذلك سيتغيّر أيضاً خلال عُمْر إنتاج الحقل. يستعمل صمّام الخنق لعزل المعدّات السطحية عن تغيّرات ضغط فوهة الأنبوب، ويتم اختيار صمّام الخنق لتوليد تدفق حرج يحافظ على ضغط سفلي ثابت. في البداية يتطلب وجود فتحة للتحكم بالإنتاج، عندما يكون ضغط الخزّان عالياً. ويتم تعديل قياس صمّام الخنق مع هبوط ضغط الخزّان خلال حياة إنتاج الحقل، لتخفيف هبوط الضغط عبر صمّام الخنق، وهذا يساعد على الحفاظ على الإنتاج. يمكن أيضاً تخفيض ضغط التشغيل لصهاريج الفصل خلال عُمْر إنتاج الحقل لنفس السبب. بالحقيقة، يستمر الاتصال بين الخزّان والمنشآت إلى أنبوب النفط ـ خاصة بالنسبة إلى حقول الغاز. يؤدي ضغط صهريج الفصل المرتفع إلى تطبيق ضغط راجع على الأنبوب، وبالتالي يعيق الإنتاج. مع ذلك فسوف يجعل ضخ أو تدفق المائع عبر أنبوب النفط أسهل. وسيكون هنالك ضغط أمثل لصهريج الفصل يعمل على موازنة هذه الأمور، وهذه الموازنة ستتغيّر مع نضج الحقل.

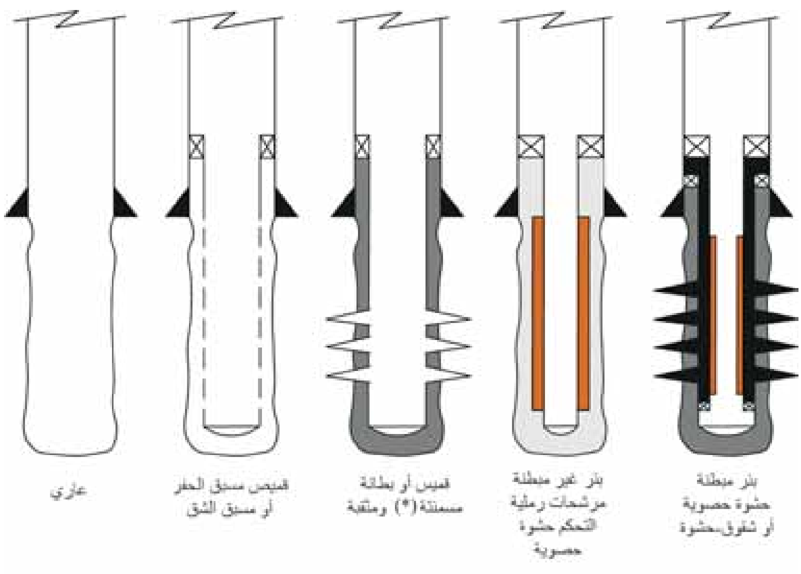
تحدد نهاية حياة الحقل بأخفض ضغط للخزّان الذي يمكنه التغلب على كل أنواع هبوط الضغط الموصوفة، ويزود بإنتاج إلى صهريج التخزين. وفيما يقترب ضغط الخزّان من هذا المستوى، يمكن تأخير ظروف الهجر بتقليل هبوط الضغط، إما بتغيير هبوط ضغط صمّام الخنق وصهريج الفصل كما ذكر، أو بإدخال صيغة ما من تقنية رفع صنعية، كما نوقش في الفقرة (10 ـ 8).

في تطوير حقل غاز، يُحدد عامل الاستعادة بشكل أساسي بمقدار انخفاض ضغط الخزّان الذي يمكن الوصول إليه قبل الوصول أخيراً إلى ضغط الهجر (abandonment pressure). ومع تراجع ضغط الخزّان، يصبح مألوفاً تركيب معدّات ضغط على السطح لضخ الغاز من فوهة البئر عبر المنشآت السطحية إلى نقطة التسليم. يمكن إقامة هذه المنشآت على مراحل خلال حياة الحقل. ومع تراجع معدل الغاز، قد يصبح من الضروري أيضاً تغيير قياس الأنابيب لتجنب تدفق غير متوازن ومشاكل تحميل الموائع ـ إن عاقبة التشغيل مع أنابيب بمقاييس أكبر بكثير من اللازم لمعدلات الغاز، يعني جوهرياً التشغيل على الناحية اليسرى من القيمة الصغرى لعلاقة أداء الأنبوب.

10 ـ 6 **إكمال البئر** Well completions

إن المعبر إلى الإنتاج أو الحقن، بين الخزّان والسطح هو عملية الإكمال (completion). وتقسم هذه العملية إلى «إكمال سفلي (lower completion)» أو «إكمال الخزّان (reservoir completion)» للجزء المقابل لفاصل الخزّان، و«إكمال علوي (upper completion)» أو «إكمال الأنابيب (tubing completion)» للجزء الواقع فوق الخزّان مروراً بفوهة البئر.

يوجد عدد من الخيارات لكلٍّ من الإكمال السفلي والعلوي. تظهر الخيارات للإكمال السفلي في الشكل (10 ـ 16)، بينما تظهر الخيارات للإكمال العلوي في الشكل (10 ـ 20).



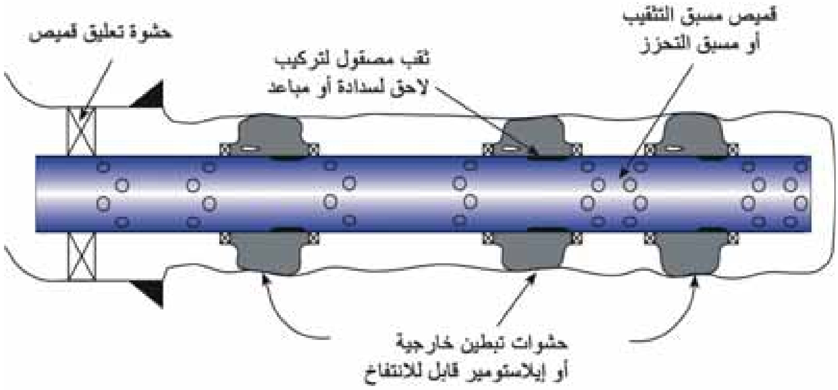
الشكل (10ـ 16): ملخّص مراحل إكمال الخزّان.

(*) مسمنتة: معاملة بالسمنت (cement) أو الباطون.

لكلٍّ من هذه الخيارات الخمسة الرئيسية لإكمال الخزّان فوائده وأضراره، لكن كلها شائعة الاستعمال في مواقع مختلفة من العالم. ويبقى الإكمال العاري (barefoot completion) هو الأبسط والأرخص. أما مقطع الخزّان المحفور فيترك غير مبطن وبدون وضع أي شيء عبر الخزّان. مع أنه رخيص وبسيط، لكن أي دخول مستقبلي للخزّان ـ من أجل التسجيل أو إيقاف موائع غير مرغوب بها،

سيكون محفوفاً بالمصاعب. لذلك يجب أخذ الحذر للتأكد بأن لا يدخل رأس الحفر في فاصل مائي. إضافة إلى ذلك، يمكن أن ينهار أي فاصل ضعيف، قد يعوق الإنتاج أو يُخرج أجزاء صلبة إلى السطح. مع ذلك، ومن الناحية الأخرى، توجد مساحة تدفق واسعة، وسيكون أي تدخل مستقبلي، مثل تغيير مسار البئر إلى موقع خزّان جديد، سيكون سهلاً نسبياً لعدم وجود معدّات في الطريق. الإكمال العاري شائع في المواقع القارية ـ خاصة تلك التي تنتج من حجر رملي أو دولوميتي متراص.

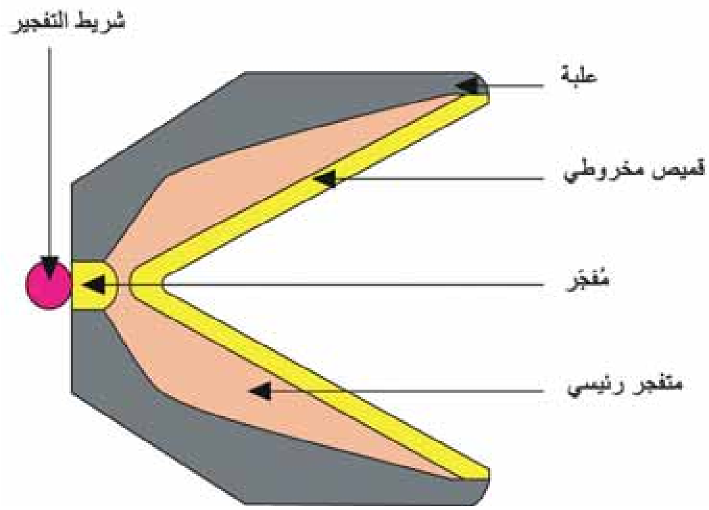
إن بطانة البئر أو القميص (liner) مسبق الحفر (pre-drilled) أو مسبق التحزز (pre-slotted) أمر أكثر تعقيداً. فللقميص فتحات أو شقوق حفرت فيه قبل تركيبه. ومع أن البئر يبقى قابلاً للإنتاج، إلا أن القميص يعزز الحفر ويمنع البئر من الانهيار كلياً ويساعد على التدخل أو إنزال أدوات التسجيل. مع ذلك، من المستحيل من الناحية العملية جعل الشقوق صغيرة كفاية لمنع إنتاج حبيبات الرمل المنفصلة. ويمكن في هذه الأنواع من آبار الإنتاج استخدام حشوات تقوية بهدف عزل فواصل الماء أو الغاز. يظهر في الشكل (10 ـ 17) تطبيق لهذا في بئر أفقية.



الشكل (10ـ 17): **إكمال بئر مفتوحة** (open hole) **مع عزل نطاقي.**

تنفخ حشوات تقوية البئر أو تكون مصممة لتنتفخ عند تلامسها مع موائع الخزّان. كما يمكن أن توفر موقعاً لوضع سدادات (plugs) أو مباعدات (straddles) عند الحاجة.

إن البطانة المسمنتة (cemented) والمثقبة (perforated) أكثر تعقيداً، لكن لها فوائد مميّزة. تمر البطانة أو القميص عبر مقطع الخزّان ثم تسمنت في المكان. حالما يَثبت الأسمنت يمكن تثقيب البئر ـ يتم ذلك نموذجياً باستخدام بنادق تثقيب تُثبّت على أنبوب الحفر. بدلاً من ذلك يمكن أن يتم الإكمال العلوي وبعدها يجري التثقيب خلال الإكمال ـ عادةً باستخدام سلك كهربائي. تحتوي مدافع التثقيب (perforation guns) أنواعاً من الشحنات المتفجرة ذات أشكال مختلفة. وفي كل شحنة يوجد مخروط من المتفجر (الشكل 10 ـ 18). يرسل هذا المخروط، عند التفجير، اندفاع وحيد الاتجاه عالي الضغط يخترق البطانة والأسمنت وعدة أقدام عبر التشكّل.



الشكل (10ـ 18): الشحنة المتفجرة.

حالما يصل المسَوق إلى العمق الصحيح (كما يظهر في الشكل 10 ـ 19) يفجر من على السطح عادة بواسطة إما كبل كهربائي أو بضغط هيدروليكي. إن الفائدة الكبرى للإكمال التثقيبي هو أنه يمكن للمهندس اختيار مكان التثقيب. يتخذ القرار على أساس بيانات السجل، ويمكن تجنب الماء والغاز أو الفواصل الضعيفة. يمكن أيضاً عزل الثقوب لاحقاً إذا أنتجوا ماءاً أو غازاً أكثر من اللازم.

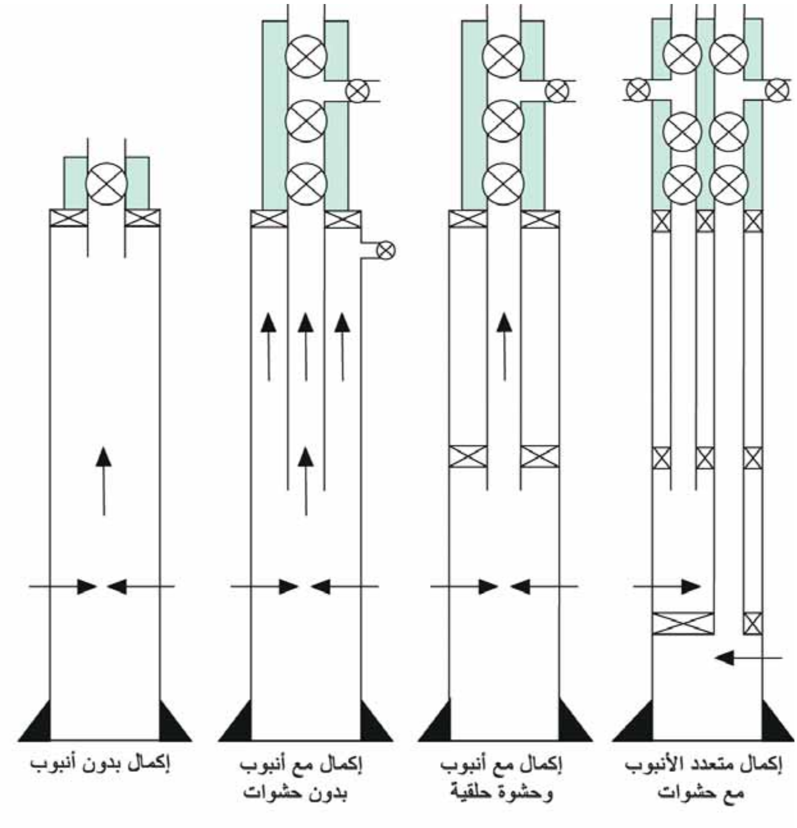
لا تستطيع أيٌّ من التقنيات المذكورة سابقاً التعامل مع الفواصل الضعيفة الميالة إلى إنتاج الرمل، مع أنه إذا كانت هذه الفواصل قليلة العدد، يمكن

للإكمال التثقيبي تجنبها على الأقل. يمكن لإكمالات تجنب الرمل أن تكون في بئر غير مبطنة أو مبطنة. وهي تستخدم مصافي (screens) (لفة سلك بسيطة أو نوع من الشبك أكثر تعقيداً)، التي يمكن أن توضع عبر البئر غير المبطنة أو عبر فاصل مبطن ومثقب. لزيادة الموثوقية، يمكن أن تملأ الحلقة بين المصفاة والتشكّل بالحصى (حشوة حصوية (gravel pack)). يترك، في عملية إكمال بعض الآبار غير المبطنة، التشكّل لينهار مباشرة فوق المصفاة. حديثاً، طبقت طريقة أخرى عالية الموثوقية تستخدم مصفاة قابلة للتمدد في مقطع بئر غير مبطنة. تمتد هذه المصفاة عبر مقطع الخزّان ثم تمتد مقابل جدار البئر. في إكمال تحكم الرمل (sand control completion) لبئر مبطنة، تملأ دوماً الحلقة والثقوب بالحصى. لذلك، يمكن أن تكون رزم الحصى في البئر المبطنة اختيارية، لكن أحياناً، تعاني انتاجية منخفضة. يمكن من أجل زيادة الإنتاجية، ضخ الحصى بضغط عالٍ أو إحداث شقوق في الخزّان ـ ما يطلق عليه شقوق وحشوة (frac and pack) أو (frac-pack). يساعد هذا على حشو الثقوب بالحصى مما يُزَوّد بفائدة تحفيزية. يمكن أن تكون هذه التقنية معقدة، لكنها استخدمت خاصة للحصول على تأثير جيد في البحر في خليج المكسيك.



الشكل (10 ـ 19): مسَوق التثقيب.

يغطي الإكمال العلوي (cupper completion) كذلك تقنيات متنوعة. يظهر الشكل (10 ـ 20) أربع طرائق شائعة. الدفق الداخلي الظاهر هنا هو لإكمال مبطن مبطن cased ومثقب، لكن توجد تقنيات مشابهة لخيارات إكمال الخزّان الأخرى.

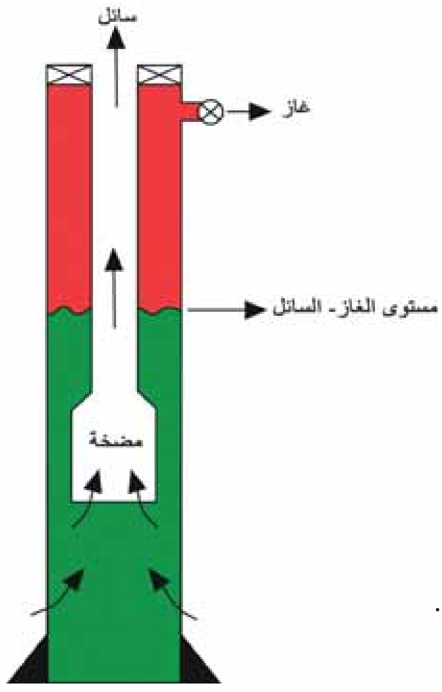


الشكل (10ـ 20): ملخّص أشكال الأنبوب.

تتألف الطريقة الأبسط من الإنتاج مباشرة من البطانة بدون أنبوب (tubingless completion)، فهي رخيصة، ويمكن أن يكون لها مساحة تدفق واسعة، لكن يصعب التحكم بها، ويمكن أن تسبب تآكل البطانة وفي كل الحالات تعتبر غير آمنة لافتقارها إلى الحواجز عند وقوع المشاكل. الخيار الثاني ومع أنه يظهر من النظرة الأولى إن له نفس مشاكل الإكمال بدون أنبوب، لكن فيه فوائد مميّزة. منها أن يكون التدفق عبر الأنبوب، أو عبر حلقة الأنبوب ـ البطانة، أو كلاهما. لذلك، فهي مفيدة جداً في آبار الغاز منخفضة الضغط،

حيث يمكن تغيير منطقة التدفق للتغلب على مشاكل تحميل المائع. التطبيق الرئيسي الآخر هو مع آبار الضخ. عند تركيب مضخّة في أسفل البئر، حيث تعمل المضخات بشكل أفضل، إذا كانت تنتج المائع فقط وليس غازاً؛ لأن إنتاج الغاز قد يؤدي إلى مشاكل. لذلك يصرف الغاز عبر الحلقة (كما يظهر في الشكل 10 ـ 21) إلى فوهة البئر. يدخل المائع إلى المضخّة ويضخ إلى الأعلى من فوهة الأنبوب. يمكن في حال الطوارئ إيقاف المضخّة فيتوقف تدفق الأنبوب. هنا سيرتفع مستوى المائع في الحلقة وتقتل البئر نفسها. ستدرس آبار الضخ أكثر في الفقرة (10 ـ 8).

يستخدم في الآبار طبيعية التدفق، خاصة تلك التي تتدفق بضغط متوسط أو عالٍ، حواجز إضافية لهروب الهيدروكربون. في المثال الثالث المبيّن في الشكل، يُختَم الأنبوب بحشوة تقوية أو بمنظومة سد أخرى. لذلك في حال حصول تسرب في الأنبوب (مثلاً، نتيجة التآكل)، تستطيع البطانة تحمل الضغط. عندها يُكتشف ضغط الحلقة، فتغلق البئر، ويستبدل الأنبوب. إن استبدال الأنبوب أسهل بكثير من استبدال البطانة. هذا الإكمال شائع جداً في البحر، لأن التسرب يكون أقسى بكثير عندما يقترب البئر من السكان.



الشكل (10ـ 21): بئر ضخ.

الخيار الأخير في الشكل (10 ـ 20) هو مزدوج السلسلة. من الواضح أنه أكثر تعقيداً من الخيارات الأخرى، ومع ذلك له بعض الفائدة. يستخدم هذا الخيار في الآبار ذات المعدلات المنخفضة إلى متوسطة المعدل حيث توجد خزّانات مكدسة متعددة. ينتج التدفق من فاصلين متحكم بهما، ويقاسان بشكل منفصل، وفيهما يتم تجنب مشاكل الموائع غير المتوافقة. يمكن أن تكون هذه الإكمالات مفيدة جداً، إذا كانت فواصل الخزّان مختلفة جداً بالإنتاجية والضغط أو الموائع. مع ذلك، تكون المعدلات عادة أخفض من المكافئ لبئر إنتاج مازج وحيد، نتيجة محدودية الحجم للسلسلتين المتوازيتين داخل البطانة. في الأمثلة المتطرفة، قد تُمرر ثلاث سلاسل أو أربع سلاسل بالتوازي.

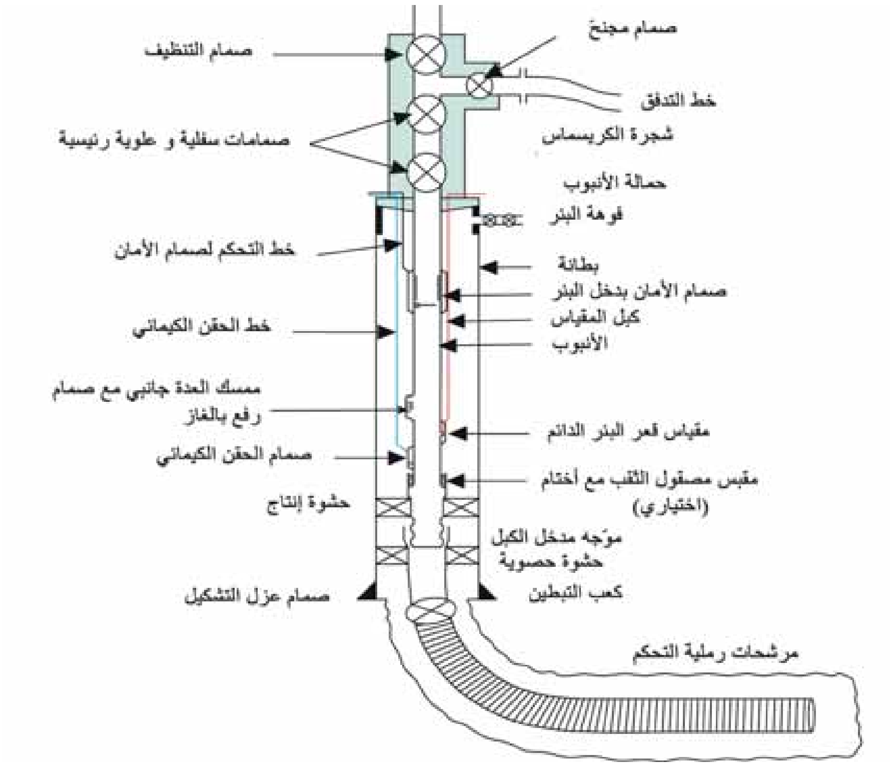
10 ـ 7 تقنية الإكمال والآبار الذكية Completion technology and intelligent wells

أخذنا بالاعتبار، في الفقرة الأخيرة مجالاً من أنواع الإكمالات لكلّ من مقطع الخزّان والإكمال العلوي. دعنا الآن نتعامل مع بعض المعدّات التي قد نقابلها في الإكمال. ففي المثال في الشكل (10 ـ 22) الإكمال أفقي بحري للتحكم بالرمل مع العديد من قطع المعدّات الاختيارية. مع ذلك يظهر بوضوح أنواع المعدّات الشائعة الاستعمال والاختصارات المستعملة والمربكة أحياناً.

بدءاً من قمة البئر، نجد شجرة الكريسماس منتصبة على فوهة البئر. صممت الشجرة للتحكم بالإنتاج أو الحقن، فهي الوسيلة الأولية لإغلاق البئر. الدخول الشاقولي عبر الشجرة ممكن للتسجيل أو للتدخلات الأخرى. يمكن تطبيق هذه العمليات على بئر نشطة (مضغوطة وقادرة على التدفق) من خلال جهاز تحكم بالضغط مؤقت منصوب فوق صمّام التنظيف (Swab Valve (SV)). إن معظم الآبار تستخدم شجرة كريسماس بشكل ما، بما فيها آبار تحت بحرية. مع ذلك تستبدل آبار الضخ بالقضيب (rod pumped wells) الشجرة بصمّام منفرد وصندوق حشو (stuffing box) للسماح للقضبان بالحركة صعوداً وهبوطاً بالبئر بينما تتدفق البئر.

حمالة الأنبوب (tubing hanger) هي قطعة معدنية متينة تدعم الأنبوب. فهي إما موضوعة ضمن فوهة البئر (Wellhead) (كما تظهر هنا) أو توضع في داخل الشجرة في بعض الأنواع. تتصل حمالة الأنبوب بالشجرة بسدادات

وتتصل بالأنبوب بسن ملولب (screwed thread). لحمالة الأنبوب عادة فتحات لمرور خطوط التحكم، وخطوط عدّاد أسفل البئر، وخطوط للحقن الكيميائي. وعادةً يأتي الأنبوب تحت الحامل. يجب أن يصمم الأنبوب لتحمل ضغط عالٍ (وأحياناً حرارة عالية). غالباً ما تكون موائع الحفر أكّالة (corrosive)، والأنبوب (ومعدّات الإكمال الأخرى) مصنوع من سبائك مقاومة للتآكل (Corrosion Resistant Alloys (CRA)) مثل الفولاذ اللاّصدوء (stainless steel)، خاصة للآبار الحرجة عالية المعدل. ويأتي الأنبوب والبطانة بوصلات بطول نمطي 40 قدماً وتوصل ببعضها البعض بسن لولبي على الحفّار.

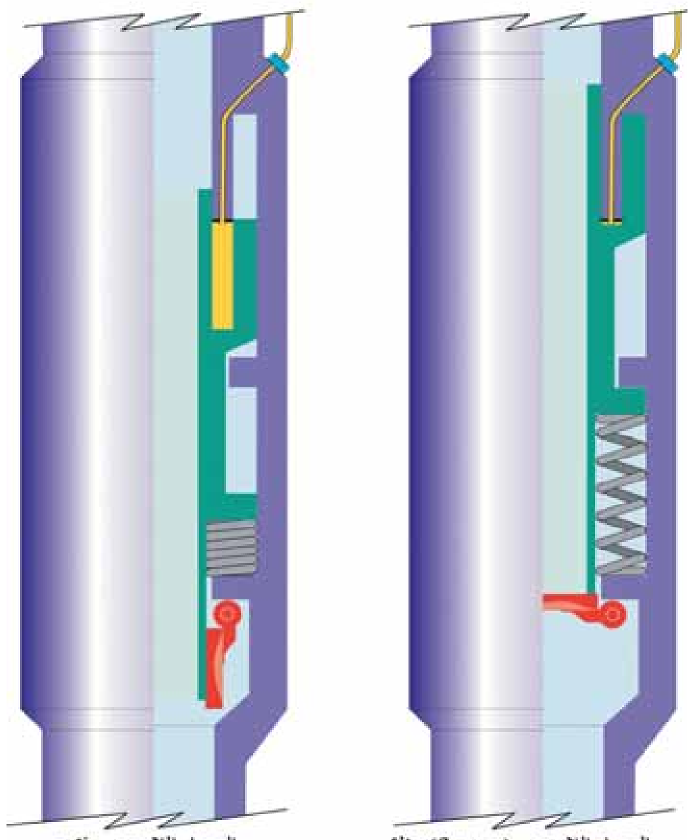


الشكل (10ـ 22): مخطّط إكمال لبئر.

تستخدم معظم الإكمالات البحرية والشاطئية صمّام أمان بداخل البئر، كما يبدو في الشكل (10 ـ 23). يفتح هذا الصمّام بالضغط ويتعلق بخط تحكم. إذا فاض ضغط البئر عمداً أو نتيجة عطل خط التحكم يطلق نابض

موجود في الصمّام صمّام قلاب لا رجعي (flapper valve) في مسار التدفق فتغلق البئر. فمثلاً إذا وقع حادث كبير على المنصّة تسبب بتخريب شديد للشجرة، ينكسر خط التحكم وتغلق البئر تلقائياً. يرتبط كذلك صمّام الأمان بمنظومة التحكم بالإغلاق.

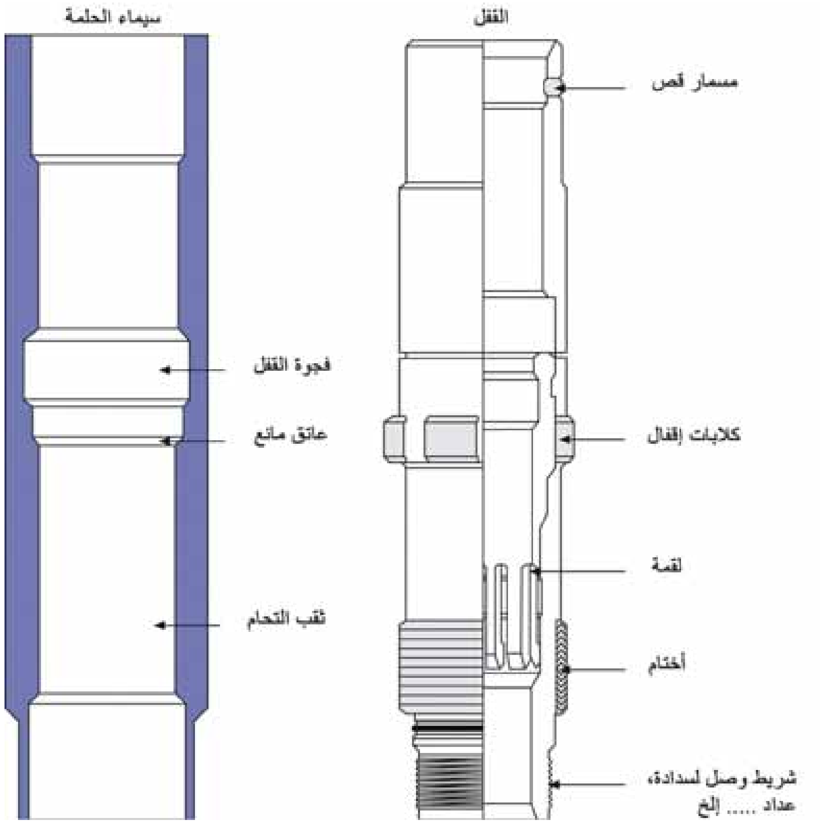
يأتي تحت صمّام الأمان مجموعة من المعدّات الاختيارية. ويَظهر في الشكل (10 ـ 22) ثلاثة أنواع من ماسك العدة (mandrel). واحد لحقن الغاز، وواحد لمقياس الضغط، والآخر للحقن الكيميائي. يمكن لأنواع الكيميائيات المحقونة أن تحتوي على موانع الرسوبات الكلسية، وميثانول لمنع الهيدرات، وموانع التآكل. وهناك معدّات أخرى اختيارية (غير ظاهرة) وهي باب جانبي منزلق ((Sliding Side Door (SSD)) لدوران الموائع في الأنبوب وخارجه.



الشكل (10ـ 23): **صمّام أمان داخل البئر** (DHSV).

يرسو في المثال الظاهر، الأنبوب ويلتحم بالبطانة بواسطة حشوة تقوية إنتاج. كما يوجد أحياناً جهاز تمدد (مثل المقبس المصقول الثقب polished bore receptacle (PBR)) الظاهر فوق حشوة التقوية، ويستخدم للسماح بالتمدد الحراري أو لتقلص الأنبوب.

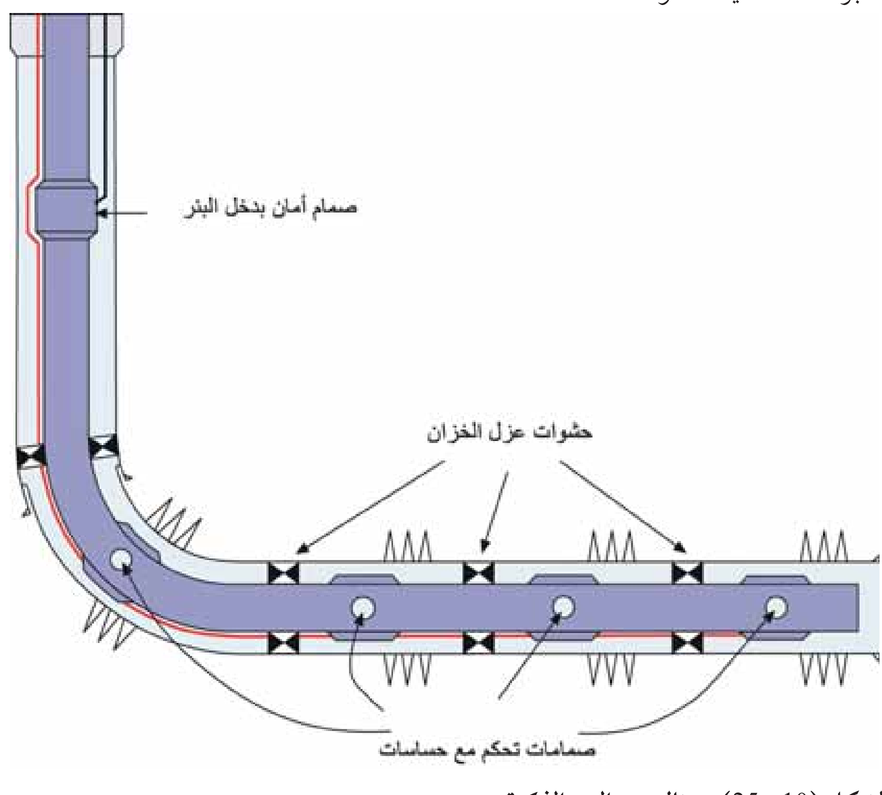
يوجد عادة تحت حشوة التقوية (racker) مقطع (أنبوب السحب tailpipe) مع حلمة (nipple) جانبية لوضع المآخذ والمقاييس المؤقتة وصمّامات الخنق لأسفل البئر. وتوجد الحلمة أحياناً داخل حمالة الأنبوب، مباشرة فوق صمّام الأمان، وأحياناً (في الإكمالات الأقدم) في حشوات التقوية. إن الحلمة (الشكل 10 ـ 24) جزء دائم من عملية الإكمال، لكن القفل يُركّب ويزال بواسطة مزلقة. ويمكن أن يرتبط بالقفل مكونات متنوعة، بما فيها مأخذ فارغ blanck plug، وصمّام تدقيق (check valve) أو مقياس.



الشكل (10ـ 24): مقطع جانبي للحلمة والقفل المرافق.

تتصل المصفاة في هذا المثال، (أو تلتحم) بالبطانة عبر حشوة تقوية إضافية. وفي حال عدم وجودها أو وجود مانع آخر للتسرب، يمكن للرمل الدخول إلى الأنبوب. يقع تحت هذه الحشوة الحصوية صمّام آخر (صمّام عزل التشكّل formation isolation valve) يبرز في معظم الإكمالات الحديثة (أحياناً مع مجموعة مُربِكة بأسماء المالكين!) لأهداف متعددة. في هذه الحالة يستخدم الصمّام للعزل الآمن للخزّان بينما تجرى عمليات الإكمال العلوي. يمكن، على سبيل المثال، استخدام الصمام في تطبيقات أخرى كحاجز في داخل البئر لتشغيل مدافع التثقيب الطويلة. تغلق هذه الصمامات عادة بشكل ميكانيكي (مثلاً، بواسطة الأنبوب المستخدم لتشغيل المصافي) ثم تفتح بواسطة سلسلة من دورات الضغط.

نوع آخر من عمليات الإكمال هو البئر المجهز بتحكم عن بعد للتدفق داخل البئر. تدعى هذه البئر أحياناً بالبئر الذكية (smart well) أو (intelligent well). مع ذلك، لأنه نادراً ما يوجد قدرة على اتخاذ قرار مباشر يرتبط بالتحكم بالتدفق، تعتبر كلمة ذكية مغلوطة.



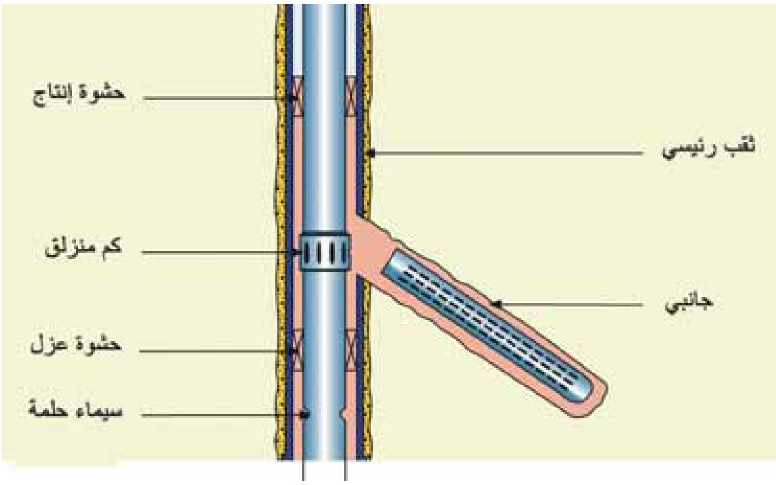
الشكل (10ـ 25): مثال عن البئر الذكية.

إن الترتيب الظاهر في الشكل (10ـ 25) هو لإكمال بئر مبطنة ومثقبة، مع أن تغييرات أكثر تعقيداً موجودة لإكمالات التحكم بالرمل. يتم التحكم بالصمّامات كهربائياً أو هيدروليكياً عبر كبلات تحكم. وتفصل حشوات التقوية كل فاصل من الخزّان أو بين خزّانات أخرى.

يمكن أن تكون الصمّامات من نوع فتح ـ إغلاق، أو يمكن أن تخضع لمزيد من التحكم والتعقيد. تنشر كذلك معظم الآبار الذكية مقاييس للضغط والحرارة لكلّ صمّام تحكم داخل وخارج الأنبوب. ترسل إشارات المقياس مُضَممة (multiplexed) مع إشارات صمّام التحكم. وتفيد الإكمالات الذكية خاصة، عندما يكون دخول الخزّان بالموائع التقليدية (تداخل من خلال الأنبوب) محدوداً. قد يكون ذلك لأن البئر بعيدة، مثلاً منصّة بحرية غير مأهولة أو صعبة أو مكلفة الدخول، كما في حالة الآبار تحت البحرية.

الآبار متعددة الفروع الجانبية هي حديثة نسبياً وأكثر تعقيداً. إذا وجدت بئر مهجورة جزئياً وفتحت فتحة فوق المقطع المهجور وإلى جانب البئر الرئيسية، فسوف يدعى هذا المسار بالمسار الجانبي (sidetrack). وهذه شائعة عندما تصبح البئر الرئيسية غير قابلة للاستعمال، لكن يوجد احتياطي قريب، فهي أرخص بكثير من حفر بئر جديدة. إذا لم تكن البئر الرئيسية مهجورة، إلا أنها معزولة مؤقتاً فقط وحفرت بئر جديدة، فيمكن إنجاز الإنتاج أو الحقن من المسار الجانبي والبئر الأصلية. هذا هي الآبار متعددة الفروع الجانبية. لا يوجد حد لعدد المسارات الجانبية التي يمكن حفرها من بئر واحدة، مع أن حفر خمسة فروع جانبية نادر.

يظهر الشكل (10 ـ 26) فرعيّن لبئر متعددة المسارات الجانبية. في هذه الحالة، صمّمت عملية الإكمال للحفاظ على الدخول إلى البئر الأصلية وللقدرة على إغلاق كلا البئرين. يمكن عزل المسار الجانبي بإغلاق باب جانبي منزلق. وينجز هذا بواسطة تدخل مزلقة (slickline intervention). كما يمكن عزل البئر الأصلية بوضع سدادة (مرة أخرى بواسطة مزلقة) في أنبوب السحب. ومن الممكن كذلك، وبصورة شائعة، المزج بين الآبار الذكية والآبار متعددة المسارات الجانبية، وبذلك يُسمح بالمراقبة عن بعد والتحكم بكل مسار.



الشكل (10ـ 26): مثال على بئر متعددة المسارات الجانبية.

10 ـ 8 **الرفع الصنعي** Artificial lift

إن الهدف من أي منظومة رفع صنعي هو إضافة طاقة إلى الموائع المنتجة، إما لتسريع أو تمكين الإنتاج.

يمكن لبعض الآبار التدفق بكفاءة أعلى بالرفع الصنعي، ويمكن لأُخرى أن تطلب رفعاً صنعياً للبدء ثم بعدها الاستمرار بالتدفق الطبيعي، والبعض الآخر قد لا يتدفق أبداً بالتدفق الطبيعي. في كل من هذه الحالات، يجب أن توازن الكلفة الكلّية لمنظومة الرفع الصنعي مقابل الأرباح. ويجب أن تتضمن الكلفة الكلّية نفقة رأس المال على البئر (CAPEX) والمنشآت وتكاليف العمل كتشغيل المعدّات وصيانتها. قد تكون تكاليف العمل عالية، خاصة عند الحاجة إلى استبدال المضخات دورياً. ونظراً إلى أن الرفع الصنعي يحتاج إلى طاقة، لذا يوجد اتصال كامل من البئر إلى المنشآت وهندسة المعالجة. تتطلب منظومات الرفع الصنعي المختلفة منابع طاقة مختلفة كلياً، وقد يكون لاختيار منظومة الرفع الصنعي تأثير كبير في المنشآت السطحية.

إن منظومات الرفع الصنعي مطلوبة غالباً، في مرحلة متأخرة من حياة الحقل، عندما تنخفض ضغوط الخزّان، وتهبط وفقاً لذلك إنتاجيات البئر. إذا تم تَوَقع حالة، حيث سيتطلب الرفع الصنعي أو سيكون مؤثراً في الكلفة لاحقاً في حياة الحقل، فقد يكون مفيداً إقامة معدّات الرفع الصنعي مقدماً، واستخدامها لتسريع الإنتاج، على أن توازن الإيرادات الزائدة من تسريع الإنتاج

كلفة الاستثمار السابقة. وقد يكون مفيداً، في حالات أخرى، إقامة منظومات رفع صنعي متعددة لتفي بطلب آبار مختلفة، أو لتغيير منظومة الرفع الصنعي خلال حياة البئر لتفي بالمطلوب في شروط عمل مختلفة. الأمثلة النمطية هي الآبار التي حُوّلت إلى المضخات الغاطسة الكهربائية (electrical submersible pumps (ESPs))، لاحقاً في عُمْر الحقل.

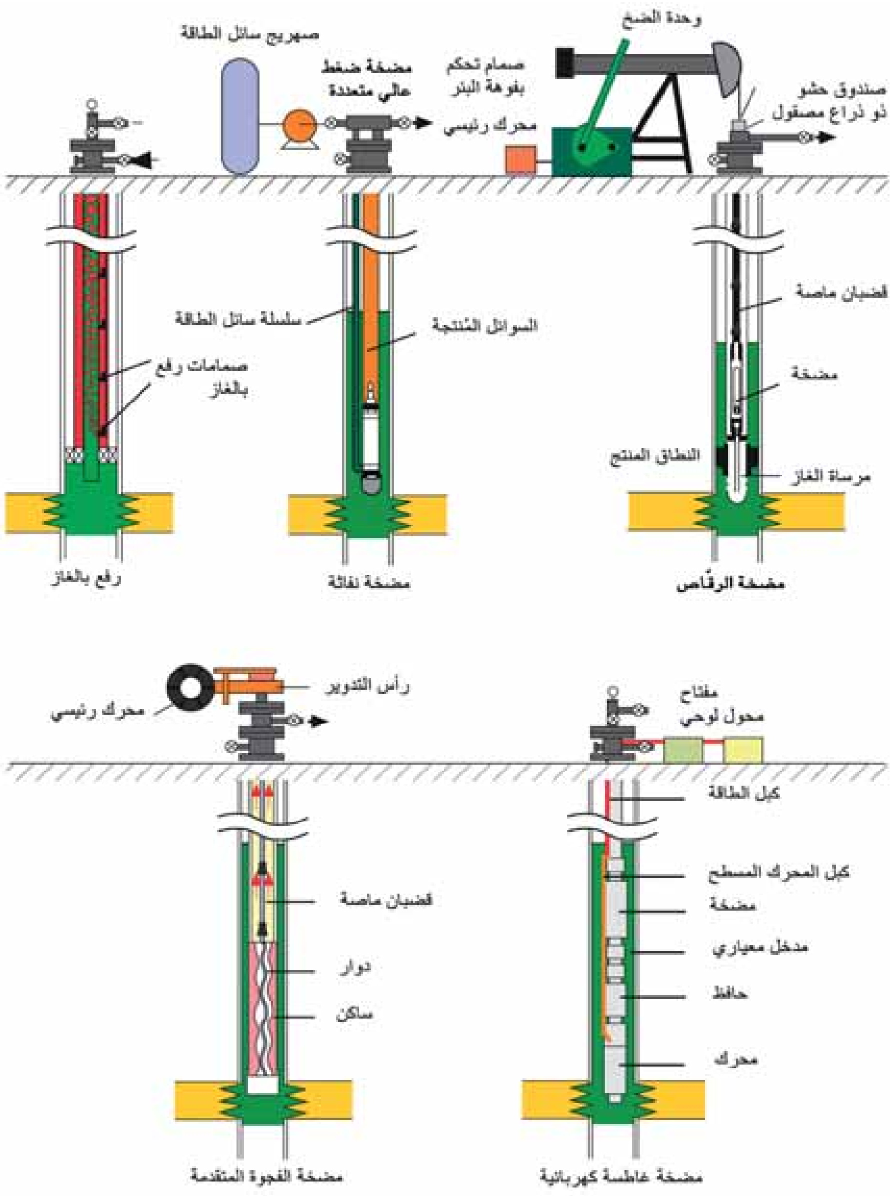
يتطلب رفع الموائع من الخزّان إلى السطح طاقة. وتحتوي كل الخزّانات على طاقة بشكل ضغط، في المائع المضغوط نفسه، وفي الصخر، من الحمولة الثقيلة. يمكن المحافظة على الضغط صنعياً أو تعزيزه بحقن الغاز أو الماء في الخزّان. ويعرف هذا عادة بالمحافظة على الضغط (pressure maintenance). تميز منظومات الرفع الصنعي نفسها من المحافظة على الضغط، بإضافة طاقة للموائع المنتجة في البئر؛ لا تنقل الطاقة إلى الخزّان.

نورد الأنواع التالية من الرفع الصنعي المتوفرة حالياً:

- مضخّة الرقاص (beam pump)(*).
- مضخّة الفجوة المتقدمة (progressive cavity pump).
- مضخّة غاطسة كهربائية (Electrical Submersible Pump (ESP)).
- مضخّة غاطسة هيدروليكية (Hydraulic submersible Pump (HSP)).
- مضخّة نافثة (jet pump).
- رفع بالغاز بتدفق مستمر(continuous flow gas lift).
- رفع تدفق غاز متقطع (intermittent gas lift).
- غاطسات (plungers).

الخمسة الأوائل في القائمة أعلاه هي مضخات، وحرفياً، تعصر الموائع وتسَوقها أو تجذبها إلى السطح، بهذا تنقل الطاقة الميكانيكية إلى الموائع، ولو بطرق مختلفة. تضيف منظومات رفع الغاز الطاقة، بإضافة غاز خفيف، وبالتالي تُخَفض الكثافة الإجمالية للموائع المنتجة. سيتبع كلاً من المنظومات الموصوفة مقدمة صغيرة لاحقاً. تظهر صور المضخات في الشكل (10 ـ 27).

(*) مضخة الرقاص: مضخة بذراع متأرجح يحمل ثقل الموازنة.



الشكل (10ـ 27): منظومات الرفع الصنعي.

10 ـ 8 ـ 1 **مضخّة الذراع** Beam pump

تعرف هذه المضخات باسم «مضخات القضيب (rod pump)» أو «الحمير حانية الرأس (nodding donkeys))» التي تحرّك رؤوسها صعوداً ونزولاً. لمضخة

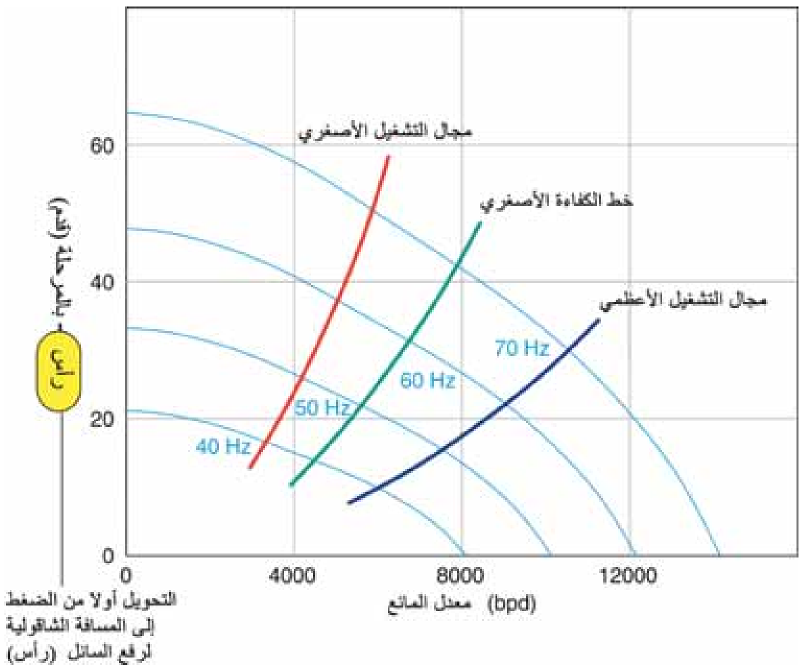
الرقاص العاتقة غطاس تحت سطحي. يتأرجح إلى الأعلى والأسفل بحركة عاتق متحرك على السطح. وللغطاس صمّام غير مُرجع (check valve) (الصمّام المتحرك)، بينما يقع تحت الغاطس صمّام ثانٍ (الصمّام الثابت). يُمتص المائع من الخزّان عندما يرتفع الغطاس. وعند الهبوط، يمتلئ الغطاس ثانية، بهذا يوجد ضخ فقط عند الصعود. يُدار الذراع بواسطة محرك كهربائي أو ترددي (reciprocating). ويتصل الغطاس في الأسفل والذراع المتحرك ميكانيكياً بواسطة قضبان ماصة. تسمح قياسات مختلفة للغاطس (كلاً من المساحة والطول) لمجال واسع من معدلات التدفق الممكنة. فمن أجل قياس محدد للغاطس، يمكن تعديل معدل التدفق كثيراً بتغيير طول الدَقة (stroke length) وسرعة المضخّة (pump speed). يمكن تكييف معدلات تدفق أخفض بسهولة بتشغيل الضخ وتعطيله. إن إيجاد التوازن الصحيح بين طول الدَقة وسرعة المضخّة هو فن تصميم مضخّة الذراع. تقود التصاميم تحت ـ المثلى إلى فعاليات فقيرة وبلى مفرط للقضيب والمضخّة. يستخدم عداد دينامي (dynamometer) لمراقبة المنظومة. يظهر العداد الدينامي العلاقة بين سرعة المضخّة والحمولة. إن استخدام مضخات الذراع شائع جداً على الآبار الأرضية، لكنها محددة الإنتاج بعدة مئات من البراميل يومياً. يمكن للتصاميم أحياناً أن تزود معدلات أعلى، خاصة إذا تم استبدال منظومة الذراع السطحي بمكبس هيدروليكي (hydraulic piston).

10 ـ 8 ـ 2 **مضخّة الفجوة المتقدمة** Progressive cavity pump

تتألف مضخّة الفجوة المتقدمة من لولب دوار (rotating corkscrew) شبيه بتجمع تحت سطحي مسير بمحرك منصوب على السطح ـ عادة كهربائي. تستخدم قضبان مضخّة الذراع للوصل بين الاثنين. إن معدل التدفق المنجز تابع لسرعة دوران التجمع تحت السطحي. مبدئياً هنالك القليل مما قد يتعطل بمضخات الفجوة المتقدمة، مع أن الطاقة تفقد باحتكاك القضيب أثناء نقل العزم الدوراني نحو أسفل البئر ـ لاسيما في الآبار المائلة والعميقة. لهذا السبب، يمكن للمضخات العميقة استخدام محرك غاطس مشابه لذلك المستخدم في المضخات الغاطسة الكهربائية. يمكن أن تتفوق مضخات الفجوة المتقدمة في الآبار الضحلة منخفضة الإنتاجية، مع خامات نفط لزجة، ويمكنها، كذلك، التعامل مع كميات كبيرة من المواد الصلبة المنتجة.

المضخّة الغاطسة الكهربائية هي مضخّة متقدمة متعددة المراحل وذات طرد مركزي، تدار مباشرة بمحرك كهربائي غاطس. يُحدد مسبقاً (تقريباً) خرج المضخّة الغاطسة الكهربائية بحسب نوع المضخّة وعدد مراحلها. ويمكن بكلفة إضافية، كما يظهر في الشكل (10 ـ 28)، أن تنجز مضخّة الطرد المركزي العمل برفع المائع إلى قمة (head). والقمة هي المسافة الشاقولية التي يرفع إليها المائع. القمة مستقلة عن المائع، لكنْ زيادة الضغط الناتجة تعتمد كثيراً على المائع. ويُولّد رفع الماء زيادة ضغط أكبر (ويتطلب طاقة أعلى من المحرك) من رفع الغاز. يُظهر المخطّط خرج مرحلة واحدة فقط.

تُحدد القمة الكلّية (total head) المطلوبة عدد المراحل ـ ومتطلبات قدرة المحرك. كما أن تصميم المضخّة الغاطسة الكهربائية يُعنى بشكل أولي باختيار النوع الصحيح للمضخّة، والعدد المثالي للمراحل والمحرك المتطابق وحجم الكبل للتأكد من انسيابية عمل المنظومة. وكما يمكن ملاحظته من المخطّط، أنه يصعب التعامل مع التغيّرات في إنتاجية البئر.



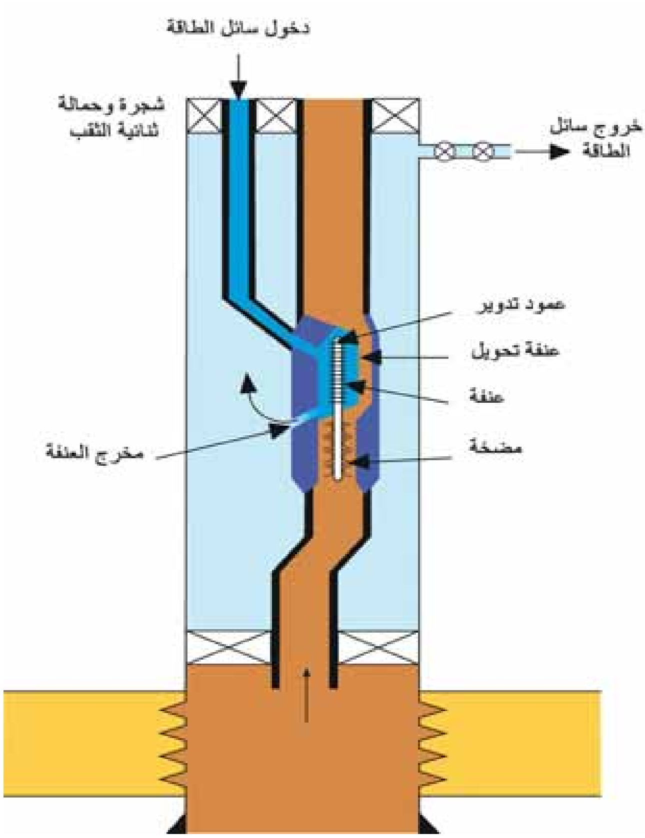
الشكل (10ـ 28): مرحلة المضخّة الغاطسة الكهربائية.

تتم مراقبة إنجاز المنظومة، بشكل رئيسي باستخدام عداد التيار والفولتاج، وقياس حمولة المحرك وبتحليل المائع المنتج مقابل القمة الهيدروليكية .فإذا كانت المعدلات عالية جداً أو منخفضة جداً بالنسبة إلى المضخّة، عندئذ ستنمو أحمال ضاغطة على مراحلها، وستدمر المضخّة نفسها عندئذٍ. تشمل المشاكل الأخرى، قصر دارة كهربائية، خاصة عندما يخترق الكبل عبر حشوات التقوية (penetrators). تتغاير فترات العمر التشغيلي للمضخّة من سنوات عديدة في آبار ضحلة، ومنخفضة الحرارة وخالية من الأجسام الصلبة إلى أقل من سنة في بيئات متطرفة أو حيث يوجد أخطاء في تصميم المضخّة، أو تركيبها، أو إدارتها.

10 ـ 8 ـ 4 **المضخّة الغاطسة الهيدروليكية** Hydraulic submersible pump

تشبه هذه المضخات المضخات الغاطسة الكهربائية من حيث إنها مضخّة متقدمة متعددة المراحل وذات طرد مركزي لرفع الموائع. استعيض عن المحرك الكهربائي بطوربين وعنفة. تدار العنفة بمائع عالي الضغط وارد من السطح. تدور العنفة بسرعة أعلى بكثير من محرك المضخّة الغاطسة الكهربائية، وبالتالي تتطلب المضخات الغاطسة الهيدروليكية HSPsمراحل مضخّة أقل، ولذلك تكون أكثر إحكاماً. يمكن أن تُنشر المضخة مع الأنبوب أو من خلال عملية الإكمال (إذا كانت كبيرة كفاية). واحد من العوامل التي تحد من استخدامها هي مشكلة تدوير الطاقة إلى المضخّة ومنها. يمكن مزج مائع الطاقة مع المائع المنتج ثم فصله وضغطه على السطح. هنالك طريقة ثانية تقوم على استخدام إكمال مزدوج الأنابيب، كما يظهر في الشكل (10 ـ 29).

وهنالك بديل ثالث هو التخلص من مائع الطاقة في البئر. يتطلب هذا وجود طبقة حاملة للماء مناسبة الموقع أو نطاق حقن (injection zone). في هذه المنظومات المفتوحة، نمطياً يجب أن يكون مائع الطاقة هو الماء ـ على الأرجح رُفِعَ إلى ضغط عالٍ بما يكفي لتدوير العنفة. نظراً إلى غياب العناصر الكهربائية، تكون، عموماً، المضخات الغاطسة الهيدروليكية أكثر ثقة من المضخات الغاطسة الكهربائية، مع أنها أكثر عرضة للعطل من الأجسام الصلبة. قد تكون موائع الطاقة أكّالة للبطانة، وقد يساعد تبريدها على ترسيب الشمع أو الهيدرات.



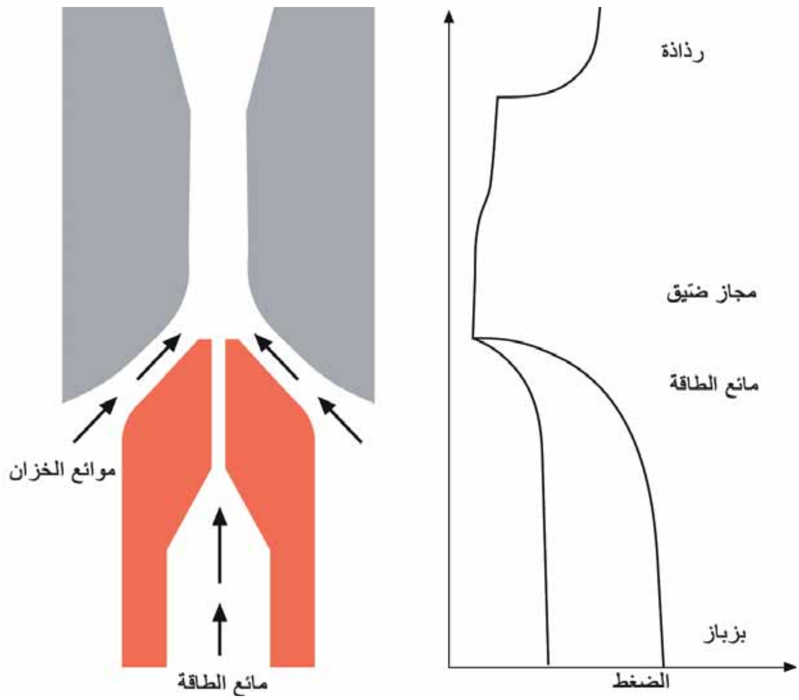
الشكل (10ـ 29) المضخّة الغاطسة الهيدروليكية.

10 ـ 8 ـ 5 **المضخّة النفّاثة** Jet pump

تعتمد المضخّة النفّاثة، مثل المضخّة الغاطسة الهيدروليكية، على طاقة هيدروليكية ترسل إلى تحت السطح. ينتهي هناك التشابه. يُسرّع مائع الطاقة عالي الضغط عبر بزباز. وتولّد السرعة العالية ضغطاً منخفضاً حسب مبدأ بيرنولي (Bernoulli) أو (venturi). يمص الضغط المنخفض موائع الحفر نحو الأعلى (الشكل 10 ـ 30).

يمزج الضغط المنخفض مائع الطاقة ومائع الخزّان ثم يدخل إلى رذاذة (diffuser) حيث تحول السرعة إلى ضغط. ويصبح الضغط كافياً لإرسال الموائع إلى السطح. ليس للمضخّة النفّاثة أجزاء متحركة، ويمكن أن تصنع محكمة جداً، ونموذجياً تركّب على سلك. إنها قابلة للتطبيق على آبار منخفضة، إلى متوسطة

المعدل، لكنها منخفضة الكفاءة. إما أن يكون مائع الطاقة ماءً محقوناً نوعياً أو نفطاً خاماً عالي الضغط. خلافاً للمضخّة الغاطسة الهيدروليكية، يمتزج سائل الطاقة بسائل الخزّان، ويجب أن يفصل على السطح، وقد يعاد استخدامه أو يتم التخلص منه.



الشكل (10ـ 30): مضخّة نفّاثة.

10 ـ 8 ـ 6 **رفع بالغاز** Gas lift

تهدف منظومات الرفع بالغاز إلى جعل عمود المائع أقل وزناً بحقن غاز فيه، ويستخدم لهذا الغرض الغاز الطبيعي المحفز عادةً. يتم، بالصيغة البسيطة، تخفيف غاز الهيدروكربون وضغطه على السطح، وثم إدخاله إلى البئر عبر فوهة البئر. يرحل الغاز نحو الأسفل داخل بطانة الإنتاج، إلى أعمق ما يمكن، ويدخل إلى مرحلة الإكمال عبر صمّام رفع بالغاز ((Gas Lift Valve (GLV)) (يشمل صمّام الرفع بالغاز صمّاماً غير مرجع check valve أو فتحة). يمكن استبدال صمّام الرفع بالغاز بواسطة سلك، لأنه موجود ضمن ماسك عدة جانبي ((Side Pocket Mandrel (SPM)). يمتزج مائع الخزّان وغاز الرفع، ويتدفقان إلى

السطح، حيث يستعاد بعض الغاز ولا يستهلك أي غاز أثناء الرفع بالغاز، مع أن الضاغط يحتاج إلى طاقة ـ عادة من غاز وقود.

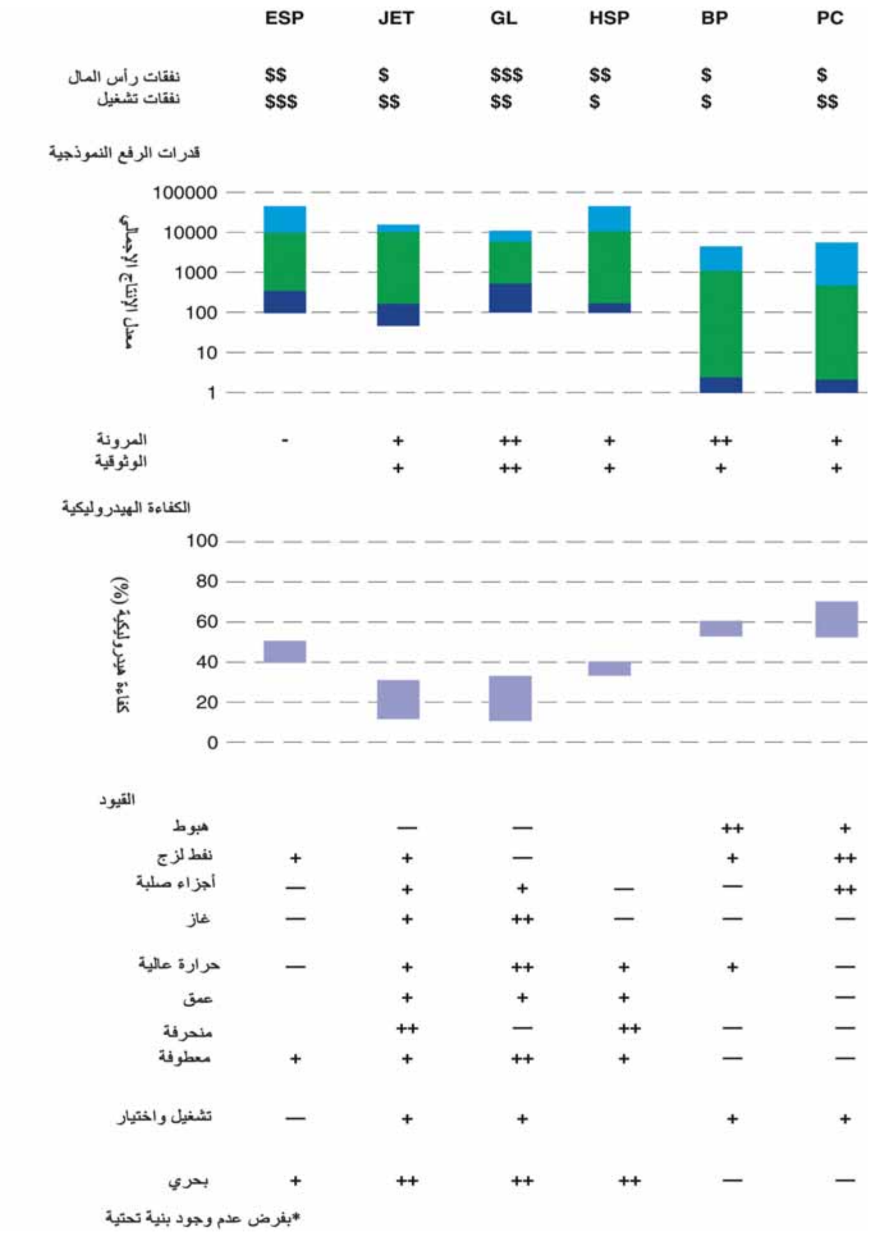
مع أن مثل هذه المنظومة بسيطة في الأسفل، لكنها تتطلب ضغط غاز عالياً للانطلاق، لاسيما عندما يكون عمود المائع كثيفاً داخل مرحلة الإكمال. يمكن تزويد مثل هذا الضغط العالي من ضاغط رفاس (kick-off compressor) مخصص. مع ذلك يوجد حل آخر أكثر شيوعاً وهو استعمال صمّامات تفريغ (unloading valves) موجودة في ماسكات عِدَة رفع بالغاز موزعة في أسفل مرحلة الإكمال. تكون هذه الصمّامات في البداية مفتوحة وتسمح برفع الغاز الضحل. وعندما يخف عمود الغاز في مرحلة الإكمال وينخفض ضغط غاز الأنبوب أو البطانة، تغلق الصمّامات تلقائياً. وبهذا يُدفع غاز الرفع تدريجياً نحو الأسفل في البئر.

تتمّ مراقبة إنجاز منظومة الرفع بالغاز بملاحظة حقن، ومعدل تدفق المائع المنتج، وضغطي البطانة والأنبوب. ويمكن القيام بمسوح تشخيصية مثل تسجيل الإنتاج البئري لتحديد ما إذا كان أي صمّام لا يعمل بشكل صحيح؛ فإذا كان هناك حاجة يتم استبداله. وكذلك الوصول إلى الكمية المثلى من الغاز الذاهبة إلى كل بئر أمر حرج. إذا كانت كمية الغاز مفرطة ينخفض إنجاز المنظومة نتيجة زيادة الاحتكاك. وإذا كانت كمية الغاز منخفضة جداً فلن تخف موائع الخزّان كفاية.

وهناك بديل للرفع بالغاز المتواصل هو الرفع بالغاز المتقطع. والجهاز الملائم للرفع بالغاز المتقطع مشابه لذلك المطلوب للرفع بالغاز المتواصل، لكن مبدأ التشغيل مختلف. وفيما يتم في منظومة الرفع بالغاز العاملة بشكل سلس مستمر فينتشر الغاز في المائع. يعتمد الرفع بالغاز المتقطع على حجم محدود من الغاز لرفع عمود المائع إلى السطح وعلى فترات منتظمة، بقدر الإمكان بشكل مماثل للمكبس. يمكن فصل الغاز المرفوع عن النفط بواسطة غاطس؛ ولقد برهن غاطس مساعد للرفع بالغاز (plunger assisted gas lift). على أنه أكثر كفاءة في النفوط الخام اللزجة أو في النفوط الخام الميالة للمستحلب. عليه يمكن مراقبة إنجاز المنظومة بمراقبة ضغوط البطانة والأنبوب.

بيّن الشكل (10 ـ 31) نظرة شاملة على الإطار التطبيقي والفوائد والعوائق لتقنيات الرفع بالغاز المتعددة. وكما يمكن أن يُرى، فإن عدداً قليلاً من الطرائق يناسب البيئات عالية المعدل؛ ورفع بالغاز، ESPs، وHSPs. إن مضخات الرقاص، عموماً لا تناسب التطبيقات البحرية بسبب المعدل المنخفض وحجم

المعدّات السطحية المطلوبة. بينما الغالبية من آبار الرفع الصنعي في العالم تستخدم مضخات الرقاص، وغالبية تلك هي آبار متجردة (stripper wells)، تنتج أقل من 10 براميل في اليوم.



الشكل (10ـ 31): نظرة شاملة على تقنية الرفع بالغاز.

10 ـ 9 أشجار تحت البحر مقابل أشجار المنصّات Subsea vs. Platform Trees

من المحتمل أحياناً عند تطوير الحقل البحري البعيد عن الشاطئ، استخدام تقنية تحت بحرية ووضع شجرة الكريسماس على قاع البحر ـ من هنا جاءت التسمية الأشجار الرطبة (wet trees). بدلاً من ذلك يمكن تشييد منصّة ووضع الأشجار على المنصّة ـ أشجار جافة (dry trees) طبعاً. هذا قرار كبير في تطوير أي حقل بحري والذي ينظر إليه أحياناً كتحليل للكلفة المادية. فإنه لتطوير صغير في مياه عميقة هو أكثر كلفة من التطوير بالنسبة إلى منصّة مضيفة أو مركب إنتاج عائم. وبالنسبة إلى عدد أكبر من الآبار، أو التطزير في مياه ضحلة، ستعزز الكلفة المنخفضة للبئر المنفردة على منصّة استخدام منصّة ثابتة. مع ذلك، ليست التكاليف المالية هي النقطة الوحيدة. تشمل النقاط الأخرى تداخلات البئر، والاحتياطي، ومنحني الإنتاج، تكاليف التشغيل، والمرونة ووقف التشغيل النهائي.

قد تكون تداخلات البئر من أجل الحماية (protection) (مثلاً، الإصلاح أو منع التآكل أو الرواسب، وصيانة منظومات الرفع الصنعي) أو من أجل الابتكار (creation) (مثلاً، إيقاف الماء، أو إضافة الرفع الصنعي). إذا كانت المنصّة مصممة بشكل مناسب، فيكون تداخل البئر من منصّة ثابتة ورخيص نسبياً. وإذا كان بالإمكان القيام بهذه التداخلات البسيطة بدون منصّة الحفر، ستُخَفض التكاليف أكثر ويتم تجنب قطع برنامج الحفر. من الناحية الأخرى، نادراً ما تكون تداخلات بئر قاع البحر سهلة أو رخيصة. فهي تتطلب تحريك منصّة حفر أو مركب متعدد الخدمات ((Multipurpose Service Vessel (MSV)؛ وأي منها مكلف. ستتطلب هذه التداخلات أيضاً وقتاً طويلاً لجلب المعدّات والتخطيط. نتيجة لذلك، الميل موجود للقيام بعدد من التداخلات في البئر تحت البحري أقل من المقابل له على المنصّة. ذلك له ثلاث عواقب:

1 ـ تعزيز استخدام الآبار الذكية على الآبار تحت البحرية، كما ورد في فقرة رقم (10 ـ 7) الآبار الذكية، هي أكثر كلفة.

2 ـ نظراً إلى أن تداخلات البئر تحت البحري أقل شيوعاً، إلى حد ما، تكون بيانات البئر أو الخزّان تحت البحر مفقودة. يمكن لهذا أن يقلل من احتمال النجاح، أو زيادة كلفة التدخل. ويمكن أن تكون هذه الحلقة ذاتية التقوية.

3 ـ إن تداخلات البئر وسيلة أولية لحماية أو لزيادة الاحتياطي ومنحني

الإنتاج. يمكن لهذا أن يقود لتخفيض الاحتياطي لتطوير بئر تحت بحري مقارنة بنظيره من التطوير على منصّة.

من الصعب إجراء تحديد كمّي للتأثيرين الأخيرين. مع ذلك نورد بعض المؤشّرات:

- جَرِّب تقدير تواتر (وكلفة) تداخلات البئر من الحقول المشابهة.
- استخدم محاكيات الخزّان لتقدير قيمة التقنيات مثل إيقاف الماء.

يمكن لمحاكيات الخزّان أن تؤتمت (automate) عملية صنع القرار في خطة، ويمكن استخدام المخطوطات (scripts) لتحديد فيما إذا كان ممكناً عمل تلك التداخلات بشكل اقتصادي. لذلك يمكن إجراء التحديد الكمّي للتأثير في منحنيات الإنتاج والاحتياطي.

مع ذلك للتطويرات تحت البحرية عدة فوائد تتفوق فيها على آبار المنصّة، عندما يتطلب الأمر وضع أطوار ومراحل لتطوير لحقل.

1 ـ المنصّة، وبفضل حجمها المحدود ومتطلبات الكلفة العالية، يتوفر قبل التصديق على المشروع مستوى منخفض نسبياً من الشك بالاحتياطي والإنتاجية. يكون التطوير تحت البحري عندئذٍ أكثر مرونة بكثير، فتمرحل أطوار الآبار تحت البحرية وهندستها نمطياً لعدة سنوات، غالباً مع مواقع حفر متعددة. من ناحية أخرى إن كلفة مركب إنتاج عائم هي نمطياً أقل من المنصّة المعادلة لها. وكنتيجة يمكن التصديق على تطوير تحت بحري مع مستوى أعلى من الشك بالاحتياطي.

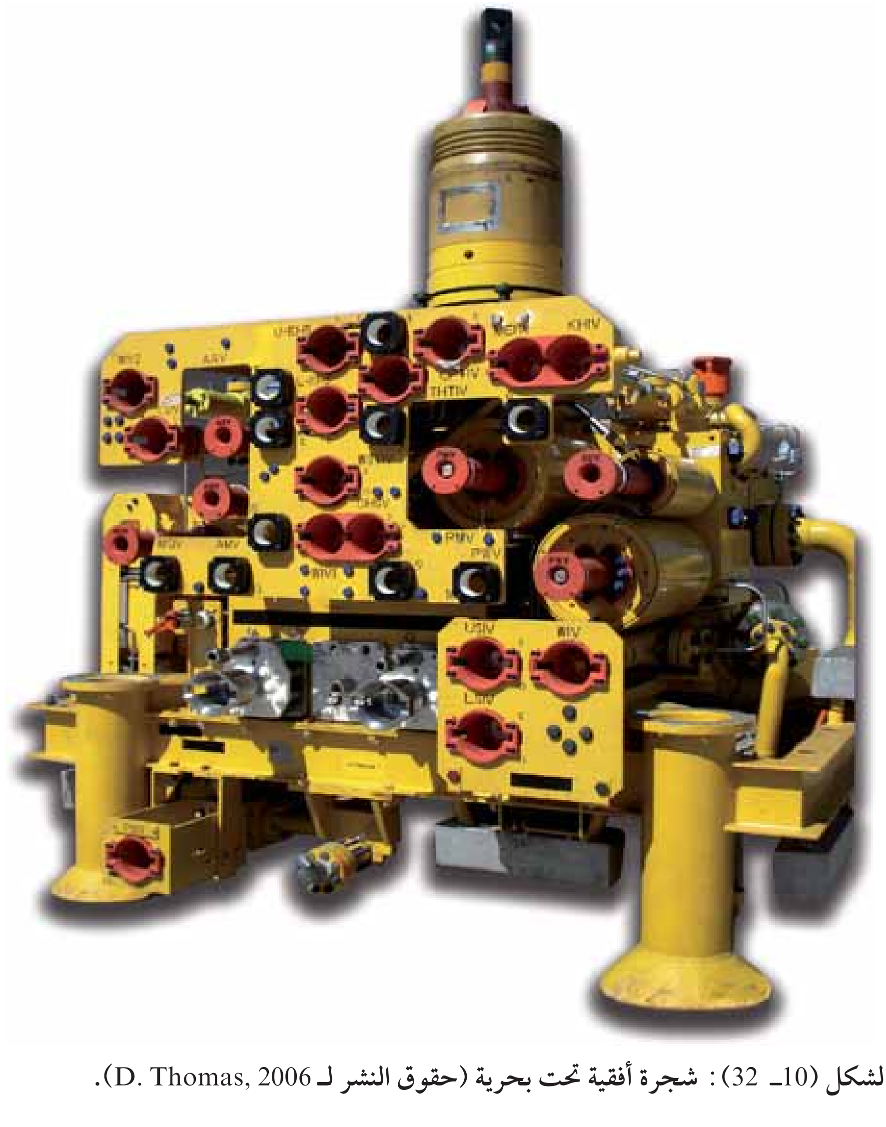
2 ـ تعطي القابلية لوضع مواقع تحت بحرية لآبار تحت بحرية بعيدة عن المنصّة المضيفة أو منشأة الإنتاج العائمة، مرونة عالية لنشاطات الحفر والبناء. مثلاً، يمكن استخدام منصّات حفر متعددة، أو الاستمرار بالحفر في موقع واحد فيما تقام البنية التحتية لتحت البحر.

3 ـ إن نسبة عالية من كلفة التطوير تحت البحري هي لأنابيب النفط، والمنظومات المتشعبة (manifolds) والآبار. يمكن لهذه أن تجرى على مراحل على امتداد عدة سنوات. سيكون لهذا التأخير في نفقات رأس المال CAPEX تأثير مفيد في القيمة الحالية ((Present Value (PV)) للمشروع.

تكون نفقات التشغيل لتطوير تحت بحري غالباً أعلى مما هو لمنصّة. فاستبدال صمّام خنق في شجرة تحت بحرية مثلاً أغلى على الأقل بقيمة مرتبة

واحدة مما سيكون لو على منصّة. وقد يتطلب تأكيد التدفق (التأكد من أن أنابيب النفط لن تسد بالرواسب والشمع. . .إلخ) طاقة أو مواد كيميائية. وغالباً ما تجعل حرارة قاع البحر الأبرد هذه المشاكل أكثر حدة (الشكل 10 ـ 32).

أخيراً، سيكون إيقاف العمل النهائي بتطوير تحت بحري مختلفاً عمّا هو لمنصّة ثابتة. وستكون إزالة منشأة إنتاج عائمة أرخص من إزالة منصّة ثابتة، لكن كلفة إيقاف العمل النهائي بالآبار والمعدّات تحت البحرية قد يكون أعلى بكثير.



الشكل (10ـ 32): شجرة أفقية تحت بحرية (حقوق النشر لـ D. Thomas, 2006).

الفصل الحادي عشر

المنشآت السطحية

Surface Facilities

مقدّمة والتطبيق التجاري: يغطي هذا الفصل العمليات المطبقة على الموائع المنتجة على فوهة البئر كتحضير للنقل أو التخزين. نادراً ما ينتج النفط والغاز من الخزّان بنوعية صالحة للتصدير. الأكثر شيوعاً هو أن مهندس المعالجة يواجه بخليط من النفط والغاز والماء، وكذلك بحجوم صغيرة من مواد غير مرغوب بها، يتوجّب فصلها ومعالجتها للتصدير أو التخلص منها. يجب أيضاً أن تصمم منشآت معالجة النفط والغاز للتعامل مع الحجوم المنتجة التي تتغيّر كثيراً على مدى عُمْر الحقل، بينما تبقى عموماً مواصفات المُنتَج الأخير، مثلاً خام التصدير، ثابتة. يمكن أن تكون عواقب عملية معالجة سيئة، مثلاً، إنتاجية منخفضة (reduced throughput) أو تعديلات للمصنع غالية بعد بدء الإنتاج (أي تكاليف بصرف المال وخسارة بالدخل). مع ذلك، سيكون أيضاً بناء مفرط الاستطاعة (over capacity) أو مرونة معالجة غير ضرورية، مكلفة جداً.

مع أن نوع المعالجة المطلوبة يعتمد كثيراً على تركيب المائع على فوهة البئر، لكن المعدّات المستخدمة تتأثر كثيراً بالموقع، مثلاً، فيما إذا كانت المنشآت قائمة على اليابسة أو على البحر، في بيئات مدارية أو قطبية. وقد لا تتوفر ظروف عملية تسمح بإنجازها في البحر أو أنها مكلفة جداً، فتُصَدّر إلى الشاطئ حيث يمكن التعامل معها بسهولة أكثر على اليابسة.

إلى جانب تحقيق مواصفات النقل والتخزين، يجب أيضاً الأخذ بعين الاعتبار القوانين (legislation) التي تتعلق بمستوى الانبعاث إلى البيئة. ولقد

ازدادت الشروط المعيارية في معظم الدول صرامة وتحسيناً (upgrading) لكي تقلل الانبعاثات، مما قد يجعلها مكلفة أكثر حالما يبدأ الإنتاج. هذا ويتطلب أن تُركّز المهارات الهندسية على إضافة قيمة عظمى للمُنتَج بكلفة أقل، بينما يتم العمل ضمن مجموعة متجانسة من السياسات الصحية والسلامة والبيئية.

يمكن تقسيم معظم المشاريع إلى أربعة أجزاء: الآبار، ومنظومة التجميع، ومعمل المعالجة، ومنشآت التصدير. يحتاج بعض أو كل هذه المركبات لتحمل على منصّة، قد تكون موقعاً أرضياً، أو قاع البحر، أو سترة فولاذية (steel jacket) ثابتة، أو بنية عائمة. ومع أن المشاريع مميّزة غالباً بالمنصّة، يبدأ عادة تصميم المشروع ببحث العملية المطلوبة للتعامل مع موائع الخزّان. يمكن أن يأتي اختيار نوع المنصّة متأخراً جداً في تصميم المشروع وسيتأثر بشكل رئيسي بالبيئة الفيزيائية التي سيوضع بها معمل المعالجة. وضعت الفقرات التالية وهذا المنطق في الحسبان، وستناقش منشآت المعالجة أولاً، متبوعة بوصف المنصّات واختيارها.

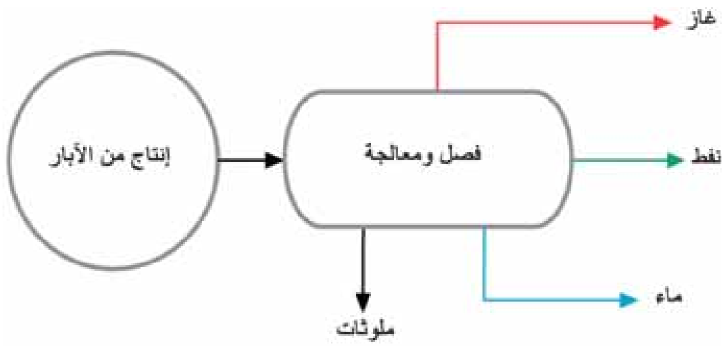
11 ـ 1 **معالجة النفط والغاز** Oil and gas processing

ستعالج هذه الفقرة العمليات الفيزيائية التي يجب أن يمر بها النفط والغاز (والموائع غير المطلوبة) من فوهة البئر للوصول إلى مواصفات المنتج. ستشمل هذه العمليات فصل الغاز عن المائع، وفصل المائع عن المائع، وتجفيف الغاز، ومعالجة الماء المنتج وغيرها. يهتم مهندس المعالجة، نمطياً، بتحديد تتابع العمليات المطلوبة، ويعمل بشكل كبير، بمبادئ الهندسة الكيميائية، وأغلفة طور الهيدروكربون التي نوقشت في الفقرة (6 ـ 2)، الفصل السادس. إن تصميم الأدوات اللازمة لإنجاز العمليات هو من اهتمام مهندس المنشآت (facilities engineer)، وستغطى في الفقرة (11 ـ 2).

11 ـ 1 ـ 1 **تصميم المعالجة** Process design

من الضروري، قبل تصميم مخطّط المعالجة، معرفة مواصفات المادة الخام الداخلة أو خام التموين (feedstock) ومواصفات المنتج النهائي (end product) المطلوب. لا يختلف تصميم المعالجة لتحويل الموائع المنتجة من فوهة البئر إلى منتجات نفط وغاز ملائمة للتفريغ أو التخزين. يجب معرفة مميّزات دفق البئر وأن تتوافق مع مواصفات المنتجات. على المستوى البسيط، صممت غالبية

منشآت المعالجة لفصل مزيج موائع فوهة البئر إلى ثلاثة جداول رئيسية هي غاز، ونفط وماء بأسرع ما يمكن (الشكل 11 ـ 1). بعد ذلك تُعالج كلٌّ من هذه المسارات لإنجاز مواصفات منتج محدد بإمراره عبر عملية أو مزيد من العمليات مرتبة في سلسلة. ستوصف هذه المسارات أو جداول المعالجة بتفصيل أكبر في الفقرتين (11 ـ 1 ـ 2) و(11 ـ 1 ـ 3).



الشكل (11 ـ 1): عملية النفط والغاز تخطيطياً.

11 ـ 1 ـ 1 ـ 1 وصف موائع فوهة البئر Description of wellhead fluids

تحدد نوعية وكمية الموائع المنتجة على فوهة البئر من خلال تركيب الهيدروكربون، وميزة الخزّان وبرنامج عمل التطوير الحقلي. وفيما يفرض الاثنان الأوليان من الطبيعة، يمكن التلاعب بالأخير ضمن القيود التقنية وقيود السوق.

إن خصائص الهيدروكربون الرئيسية التي تؤثر في المعالجة هي:

- مميّزات الضغط والحجم والحرارة PVT: التي تصف فيما إذا كان دفق الإنتاج في طور الغاز أو المائع في درجة حرارة وضغط محددين.
- التركيب: الذي يصف نسب مركبات الهيدروكربون (C_1-C_{7+}) والمواد غير الهيدروكربونية (non-hydrocarbon) (مثل، النتروجين وثاني أكسيد الكربون وكبريت الهيدروجين) الموجودة.
- سلوك المستحلب (emulsion behavior): التي تصف كم ستكون الصعوبة لفصل أطوار المائع.

- اللزوجة والكثافة: التي تساعد على تحديد السهولة التي تتحرك بها الموائع في منشآت المعالجة.

إذا كان إنتاج ماء التشكّل متوقعاً فيطلب تحليل كيميائي للماء. إنه عمل جيد أن تسجل بالتفصيل الطرائق المستخدمة لأخذ العيّنات والتحليل في كل حالة بحيث يمكن تقييم شكوك القياسات.

بالإضافة إلى خصائص المائع، من المهم معرفة كيف ستتغيّر الحجوم والمعدلات (volumes and rates) على فوهة البئر خلال عُمْر البئر أو الحقل. يتطلب معرفة سيماء منحنيات الإنتاج production profiles للنفط والماء والغاز لتحديد حجم المنشآت، وتستخدم تقديرات درجة حرارة فوهة البئر والضغوط (مع الزمن) لتحديد كيف ستتغيّر ميزة دفق الإنتاج. إذا تم تخطيط دعم ضغط الخزّان، فيطلب تفصيل لعملية حقن الماء أو الغاز التي قد تظهر في النهاية في دفق البئر.

من المهم وضع مجال واقعي للشك على كل المعلومات المجهزة، وعلى مرحلة دراسة الجدوى، لأخذ كافة سيناريوهات الإنتاج في الاعتبار. تميز الخيارات المفضلة خلال مرحلة تخطيط تطوير الحقل بينما يصبح تصميم المشروع أكثر ثباتاً. يجب على المهندسين أيضاً، أثناء تصميم عملية إنتاج مستمرة، الأخذ بالاعتبار قضية بدء العملية وإنهائها، وفيما إذا كان سيطلب وقاية وإجراءات خاصة.

11 ـ 1 ـ 1 ـ 2 **مواصفات المنتج** Production specification

يمكن أن تحدد مواصفات المنتج النهائي من قبل الزبون (مثلاً، نوعية الغاز)، وبمتطلبات النقل (مثلاً، حماية أنبوب النفط من التآكل) أو باعتبارات التخزين (مثلاً، نقطة الصب). عادة لا تتغيّر مواصفات المنتج، وقد يُتَوقع التسليم ضمن فترة تسامح ضيّقة مع أن المواصفة قد تخضع للتفاوض مع الزبون، مثلاً في عقود الغاز.

يجب أن تتضمن المواصفات النمطية للمنتج النفط، والغاز والماء قيمة للمعاملات التالية:

النفط: ضغط البخار الحقيقي ((True Vapour Pressure (TVP)، الرسوبيات القاعدية والماء (BS&W)، درجة الحرارة، الملوحة، محتوى كبريتيد الهيدروجين.

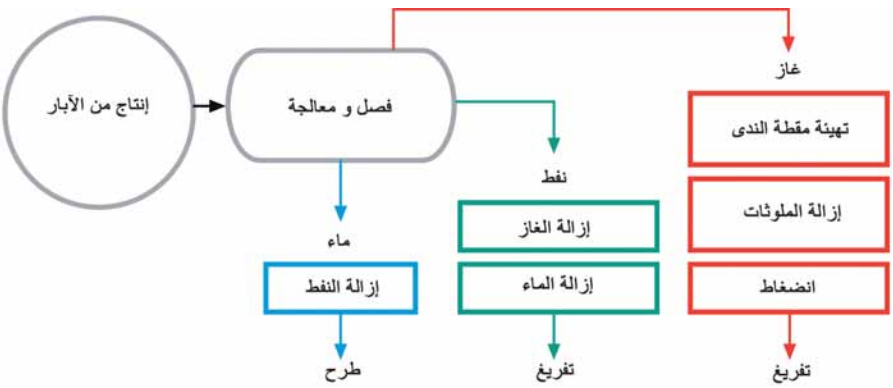
الغاز: نقطة الندى للماء والهيدروكربون، تركيب الهيدروكربون، محتوى الملوثات (contaminent)، قيم التسخين.

الماء: محتوى النفط والمواد الصلبة.

يعطي الجدول 11 ـ 1 بعض القيم الكمية لمواصفات نمطية للمنتج.

الجدول 11 ـ 1 مواصفات نمطية للمنتج

النفط	ضغط البخار الصحيح (TVP)	$83kPa@15^{o}$ >
	الرسوبيات القاعدية والماء (BS&W)	0.5 vol% >
	درجة الحرارة	Pour point <
	الملوحة	$70\ g/m^3$ >
	محتوى كبريت الهيدروجين (H_2S)	$70\ g/m^3$ >
الغاز	محتوى المائع	$100mg/m^3$ >
	نقطة الندى للماء في $-5\ ^oC$	7Pa >
	قيمة التسخين	$25MJ/m^3$ <
	تركيب H_2S, N_2, CO_2	
	ضغط التسليم وحرارته	
الماء	محتوى النفط المبعثر	40ppm >
	محتوى المواد الصلبة المعلقة	$50g/m^3$ >



الشكل (11 ـ 2): تدفق العملية تخطيطياً.

11 ـ 1 ـ 1 ـ 3 **نموذج المعالجة** The process model

حالما تعرف مواصفات دفق الدخل والمنتج الأخير، يجب أن يحدد مهندس المعالجة العدد الأصغري للخطوات المطلوبة لإنجاز التحويل.

يجب الأخذ بعين الاعتبار عدداً من العوامل لكلّ خطوة من العملية:

- عائد المنتج (حجوم الغاز والموائع من كل خطوة)
- الضغط والحرارة خلال الخطوة
- طاقة الانضغاط المطلوبة (للغاز)
- معدل التدفق لقياسات المعدّات
- دلالة سيماء منحني الإنتاج المتغيّر

يصف الشكل التخطيطي خطوات المعالجة المطلوبة من أجل دفق مختلط لبئر (الشكل 11 ـ 2).

عندما يكتشف حقل نفط أو غاز، قد تكون نوعية المعلومات المتوفرة عن دفق البئر متناثرة، ويجب أن تعكس كمية المعلومات الموضوعة في تصميم المعالجة هذا. مع ذلك، تحتاج النماذج المبكرة للعملية مع تقديرات الكلفة العريضة أن تتقدم، وأن يُضيَّق كلٌّ من تفاصيل التصميم وأمداء الكلفة مع تطور المشاريع خلال دراسة الجدوى، وخلال أطوار تطور الحقل (انظر الفصل الثاني عشر لوصف أطوار المشروع).

11 ـ 1 ـ 1 ـ 4 **مخطّط تدفق المعالجة** Process flow scheme

لإعطاء بنية ما لتصميم العملية، من المألوف تقديم معلومات وأفكار بصيغة مخطّط تدفق العملية ((Process Flow Schemes (PFS)) . يمكن أن تأخذ هذه عدداً من الصيغ وتُحَضَّر بمستويات مختلفة من التفاصيل. المقاربة النمطية هي في تقسيم العملية إلى تسلسل وتفاضل العملية الرئيسية من عمليتي الخدمة العامة والسلامة.

على سبيل المثال، يمكن لمخطّط تدفق عملية تركيز النفط الخام أن يحتوي على تفاصيل المعدّات، والخطوط، والصمّامات، وأجهزة التحكم ومعلومات توازن الكتلة والحرارة عندما يناسب ذلك. سيكون هذا المستوى النمطي من التفاصيل المستخدم في تعريف العملية وطور التصميم التمهيدي موصوفاً في الفصل الثالث عشر.

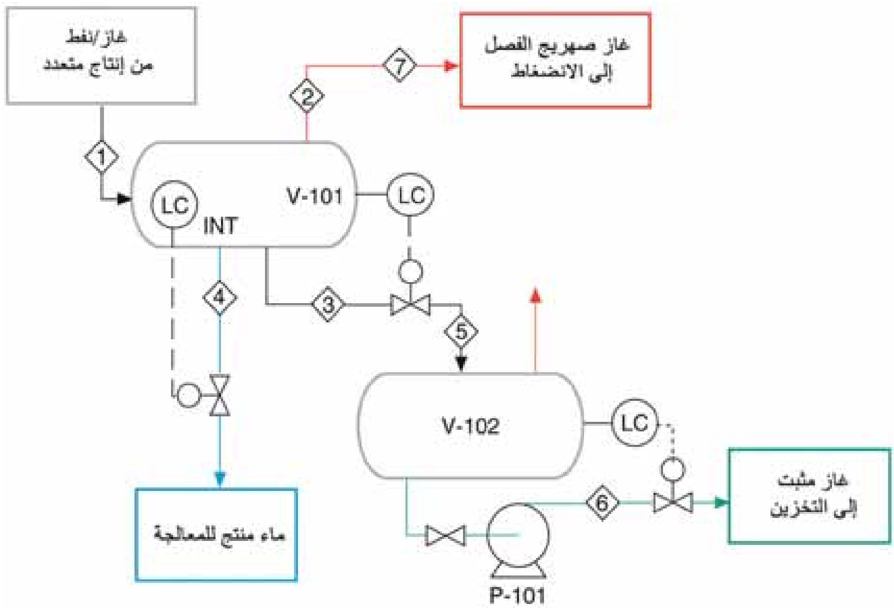
المعدّات				
	V-101 صهريج فصل إنتاج منخفض الضغط	V-102 وعاء تثبيت النفط الخام		P-101 مضخات نفط خام مثبت
ID x length(cm)	250 x 750	180 x 720	Capacity (m^3/h)	150
Volume (m^3)	39.5	19.8	Head (meters of liquid)	23
Type/Make	B.S & B	Kunzel	Type/Make	BS-50F

دفق التشغيل									
	1		2	3	4[a]	5		6	7
	بخار	مائع	بخار	مائع	مائع	بخار	مائع	مائع	بخار
tons/d	67	2840	67	2840	1996	9	2830	2820	67
kg/sec	0.8	33	0.8	33	23	0.1	33	32.5	0.8
MW or SG	44	0.9	44	0.9	1.04	44	0.9	0.9	43
Density (kg/m^3)	5.8	880	5.8	880	1035	4.1	880	875	5.6
Viscosity (mm^2/sec)	-	16	-	16	-	-	16	15	-
Pressure (bar)		2.5	2.5	2.5	2.45	1.4		0.05	2.45
Temperature (°C)	41		41	41	43	41		45	34

a: لا يوجد تدفق عادة، تصميم فقط، من أجل قياس الخط بناء على 60٪ قطفة ماء على 3000 m^3/d.

سيستخدم، نمطياً، مخطّط تدفق العملية كما هو مبيّن في الشكل (11 ـ 3) كأساس لـ:

- تحضير قوائم معدّات تمهيدية
- طلب متقدم لمعدّات طويلة الأمد
- تحضير مخطّط تمهيدي للمصنع
- دعم تقديرات الكلفة المبكرة (دقة 25 ـ 40٪)
- تحضير ورقات تصميم هندسي
- تحليل للخطر الأساسي

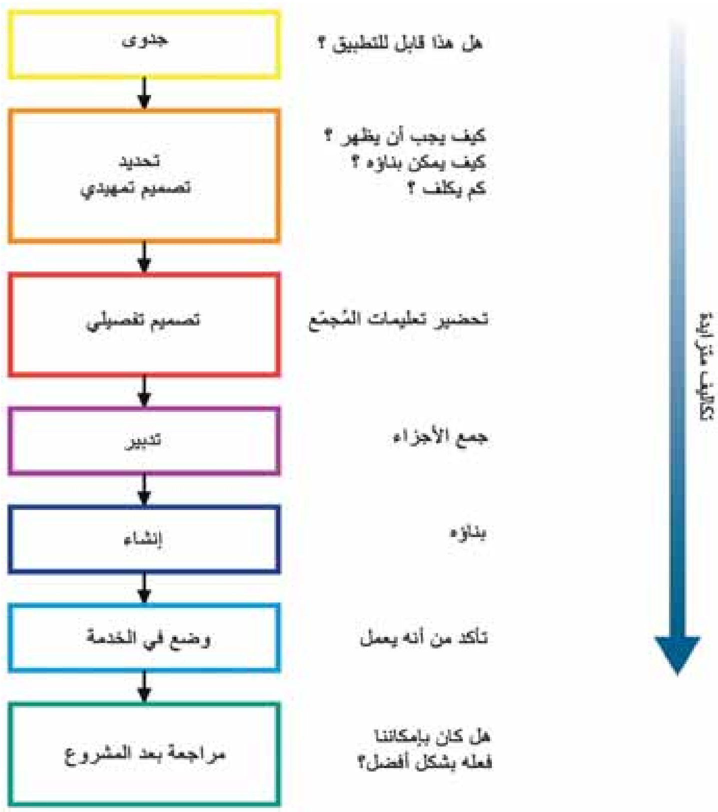


الشكل (11 ـ 3): مخطّط تدفق العملية الرئيسي (PFS).

يتطلب عمل التصميم الهندسي المُفَصّل وتحضير مخطّطات تدفق مصلحة الخدمة العامة والسلامة دخلاً من اختصاصي بفروع الهندسة مثل مهندسي المعدّات الدوّارة (rotating equipment engineers)، ومهندسي الأجهزة والتحكم (instrument and control engineers). من المألوف أن تتعاقد شركات النفط والغاز على تصميم هندسي مفصل وعلى أعمال البناء حالما تُقبل التصاميم التمهيدية. تؤشر ذلك مصلحة الخدمة العامة للمنظومات الداعمة مثل الطاقة، والأجهزة، والماء ومنظومات السلامة.

حالما يتم اختيار المركبات الرئيسية لمخطّطات تدفق العملية، ينجز مهندس المعالجة المحاكاة التمهيدية، ليرى إن كانت العملية ممكنة «على الورق». يحدد هذا النقاط التي يحتاج التدفق فيها، مثلاً، لرفع درجة الحرارة والضغط، وقطع معدّات الدرجة الثانية مثل المدافئ والمضخات التي يمكن إضافتها في الوقت المناسب. تجرى عملية المحاكاة عادة تحت مجال من شروط التشغيل من بداية دورة حياة الحقل حتى نهايتها. يجب أيضاً القيام بفحص للتأكد من أن التدفق سيبدأ ثانية بعد إغلاق المصنع.

سيناقش المخطّط الوارد في الشكل 11 ـ 4 بمزيد من التفصيل في الفصل الثالث عشر، لكنه ضُمِّنَ هنا لتقديم الأطوار المختلفة للمشروع، والمستويات الموافقة من تفصيل التصميم.



الشكل (11 ـ 4): تحديد أطوار المشروع.

11 ـ 1 ـ 1 ـ 5 وصف تركيب الهيدروكربون Describing hydrocarbon composition

من المفيد، قبل الوصف المفصل لمعالجة النفط والغاز في الفقرات التالية، النظر في كيفية وضع تقارير حجوم النفط والغاز وتراكيبها.

يمكن وصف وعاء مملوء بالهيدروكربون بعدة طرق، من القياس البسيط لأبعاد الوعاء إلى تحليل تركيبي مفصل. تحدد عادة الطريقة الأكثر ملاءمة بماذا تريد أن تفعل بالهيدروكربون. فمثلاً، إذا تم تخزين الهيدروكربون في مستودع

قبل البيع، تكون أبعاد الوعاء مهمة جداً، وقد تكون نوعية الهيدروكربون غير مهمة كلياً بالنسبة إلى القَيِّم على المخزن. مع ذلك، قد يَطلب مُهندس معالجة، وهو يقوم بحساب إنتاج النفط والغاز من عيّنة نفط خزّان، بتجزئة مفصلة لتركيب الهيدروكربون، أي ما هي المركبات الموجودة وبأية كميات.

يعبّر عن البيانات التركيبية بطريقتين رئيسيتين: تعطى المركبات كأجزاء حجمية (volume fraction) أو أجزاء وزنية (weight fraction) من الكل (الشكل 11 ـ 5).

المركب	الجزء الحجمي (أو المولي)	الحجم بالمتر المكعب
CH_4	0.85	0.53
C_2H_6	0.09	0.06
C_3H_8	0.05	0.03
C_4H_{10}	0.01	0.01
	1.00	0.63

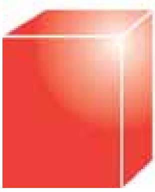


1 حاوية غاز نوع x
(0.63cu.m)@ T and P

الشكل (11 ـ 5): الحجوم الجزئية والكلّية.

يستخدم الجزء الحجمي، نمطياً، لتمثيل مركبات (make up) الغاز في مرحلة ما من عملية، ويصف مركبات الغاز، مثلاً، 70٪ ميثان، و30٪ إيثان (ويعرف أيضاً: أجزاء من المول) في درجة حرارة وضغط محددين. يمكن كذلك وصف تركيب الغاز بتعابير الكتلة بضرب الأجزاء بالوزن الجزيئي الموافق (الشكل 11 ـ 6).

1 مول من الغاز نوع X



المركب	الجزء الحجمي (أو المولي)	الوزن الجزيئي (g/mol)	التركيب الوزني
CH_4	0.85	16.04	13.6
C_2H_6	0.09	30.07	2.7
C_3H_8	0.05	44.10	2.2
C_4H_{10}	0.01	58.12	0.6
	1.00		19.1g/mol

الشكل (11 ـ 6): حساب (نسبي) الكتلة المولية (molar mass).

يجب أن يحدد معدل التدفق الفعلي لكلّ مركبة من الغاز (مثلاً بالأمتار المكعبة) بضرب الجزء الحجمي للمركبة بمعدل التدفق الكلّي.

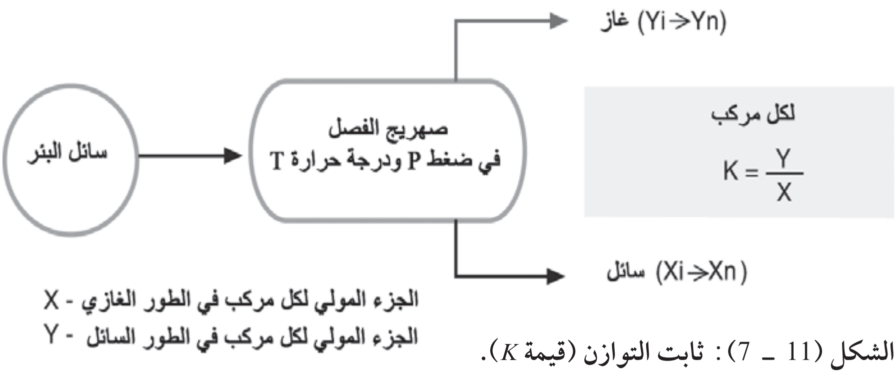
يمكن، لمزيد من الوصف لكيمياء وفيزياء الهيدروكربون، العودة إلى الفقرة (6 ـ 2) من الفصل السادس.

11 ـ 1 ـ 2 **معالجة النفط** Oil processing

نصف في هذه الفقرة معالجة الهيدروكربون للتحضير للإخلاء، إما من منصّة الإنتاج أو من منشآت على اليابسة. وبتعبير بسيط يعني هذا فصل دفق البئر من الهيدروكربون إلى طورين مائع وبخار، ومعالجة كل طور بحيث يبقيان كمائع أو بخار خلال طريق الإخلاء. مثلاً، يجب أن يركز الخام لمواصفة *TVP* لتخفيض تطور الغاز إلى الحد الأدنى خلال النقل بناقلة النفط، ويجب أن يكون الغاز بحالة نقطة الندى لمنع تقطر (dropout) النفط خلال الإخلاء إلى معمل الغاز.

11 ـ 1 ـ 2 ـ 1 **الفصل** Separation

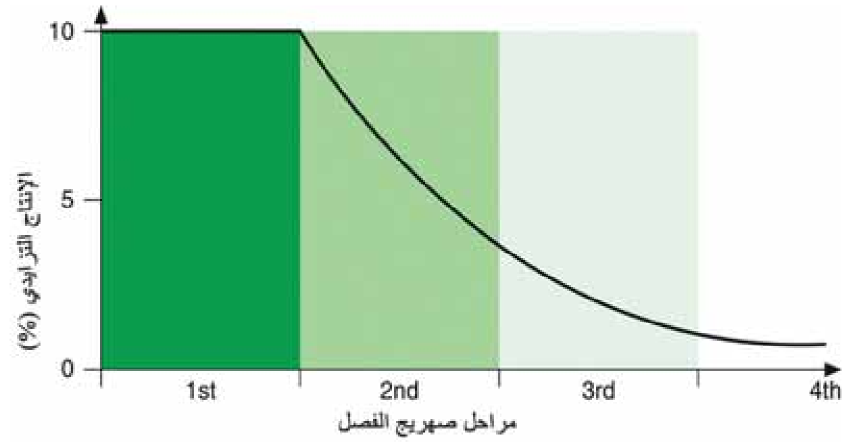
عندما يكون إنتاج النفط والغاز متزامنين في صهريج فصل، تكون كمية ما (جزء كتلي) من كل مركبة (مثلاً، بوتان) في طور بخاري والبقية في الطور المائع. يمكن فهم هذا باستخدام مخطّطات الطور (كتلك الموصوفة في الفقرة (6 ـ 2) من الفصل السادس)، التي تصف سلوك المزيج متعدد المركبات في درجات حرارة وضغط مختلفة. مع ذلك، ولتحديد كم من كلِّ مُكوّنة يذهب إلى طور الغاز أو المائع، يجب معرفة ثوابت التوازن (equilibrium constants K) (أو نسبة توازن البخار إلى المائع) (الشكل 11 ـ 7).



الشكل (11 ـ 7): ثابت التوازن (قيمة *K*).

تعتمد هذه الثوابت على الضغط ودرجة الحرارة، وكذلك على تركيب المائع الهيدروكربوني، مع تفاعل مختلف المركبات في المنظومة مع بعضها البعض. يمكن إيجاد قيم K في كتب بيانات هندسة الغاز. تتشابه عملية الفصل الأساسية لإنتاج النفط والغاز، لكن تختلف الكميات النسبية لكلّ طور.

فلصهريج فصل وحيد ـ المرحلة، أي وعاء فصل وحيد، يوجد ضغط مثالي يمكن أن ينتج الكمية الأعظمية من النفط، ويخفض إلى الحد الأدنى حمل المركبات الثقيلة إلى طور الغاز (ظاهرة تدعى التجريد (stripping)). يمكن زيادة عائد النفط بإضافة صهاريج فصل إضافية إلى تسلسل العملية، لكن سيقل عائد النفط مع كلٍّ صهريج فصل إضافي (الشكل 11 ـ 8).



الشكل (11 ـ 8): زيادة عائد النفط مقابل مراحل صهريج الفصل.

ستزداد تكاليف رأس المال وتكاليف التشغيل مع إضافة المزيد من مراحل صهاريج الفصل إلى سلسلة العملية، لذلك يجب إقامة توازن بين زيادة عائد النفط والكلفة. من غير الشائع أن نجد أن الاقتصاد يدعم وضع أكثر من ثلاث مراحل فصل، ووضع مرحلة أو مرحلتي فصل هو الأكثر نمطية. وكذلك إن الخطورة المتزايدة من إيقاف الفصل هو عامل مساهم في الحد من الأعداد.

يمكن أيضاً أن يُقيدَ الفصل متعدد المراحل (multistage separation) بضغوط فوهة البئر المنخفضة. وقد تتضمن عملية الفصل هبوط الضغط، لذلك كلما انخفض ضغط فوهة البئر يقلّ المجال للفصل.

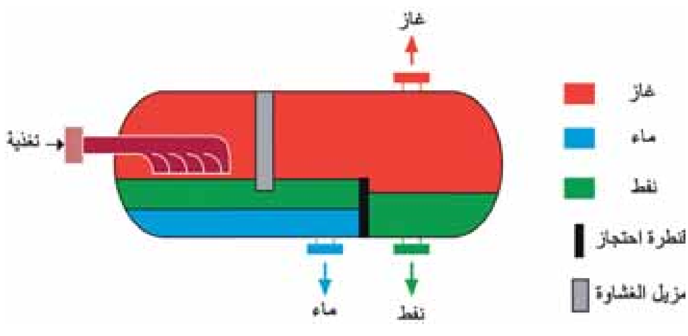
11 ـ 1 ـ 2 ـ 2 **تصميم الفصل** Separation design

بالرغم من وجود تغييرات كثيرة في تصميم صهريج الفصل، يوجد عدد من المركبات المألوفة.

صمّم قسم الدخول (inlet section) لفصل معظم الطور المائع مثل الكتل المعدنية والقطيرات (slugs or droplets) في دفق ثنائي ـ الطور. تعيد هذه الأدوات البسيطة توجيه تدفق المدخل نحو المائع على قاع الوعاء، وفصل الدفق بدون توليد غشاوة (mist) (الشكل 11 ـ 9).

تبقى عادة قطيرات صغيرة من المائع في طور الغاز، لذا يتطلب وجود أقسام إزالة الغشاوة (demisting) لاستعادة الغشاوة المائعة قبل أن «تُرحّل» في دفق الغاز المغادر لصهريج الفصل. تسقط قطيرات المائع الكبيرة من الغاز بسرعة تحت تأثير عمل الجاذبية، لكن القطيرات الأصغر (أقل من 200 ميكرون) تتطلب منظومات استخلاص أكثر تعقيداً.

صمّمت منظومات إزالة الغشاوة بالارتطام (impingement demist systems) لتعترض ذرات المائع قبل مخرج الغاز. تُرَكّب هذه المنظومات عادة من شبكة سلكية أو صفائح معدنية وترتطم قطيرات المائع على السطوح الداخلية من «حُصُر الغشاوة (mist mats)» أو «متاهة الصفيحة (plate labyrinth)» بينما يشق الغاز طريقه الملتوي عبر المنظومة. تندمج القطيرات المُعترِضة وتتحرك نحو الأسفل بتأثير الجاذبية إلى طور المائع. تستخدم الأدوات من نوع الصفيحة (plate (type أو «رزم الريش (vane packs)» حيث يكون دفق المدخل وسخاً لأنها أقل عرضة للانسداد من حصيرة الغشاوة.



الشكل (11 ـ 9): صهريج فصل أساسي ثلاثي ـ الطور.

يعتمد مزيل الغشاوة بالقوة النابذة (centrifugal demister) (أو الزوبعة cyclone) على السرعات العالية لإزالة ذرات السائل، ويتطلب هبوطاً كبيراً بالضغط في تصميم الزوبعة لتوليد تلك السرعات. للزوابع مجال محدود حيث تعمل فيه بكفاءة، وهذا عائق كبير إذا كان معدل تدفق دخل الدفق متغيّراً جداً.

بالإضافة إلى منع المائع من «الرحيل (carry over)» في طور الغاز، يجب كذلك منع الغاز من «الانغماس» (carry under) في طور المائع. يجب إعطاء فقاعات الغاز المنقولة في طور المائع الفرصة (أو زمن الإقامة (residence time)) للإفلات إلى طور الغاز بتأثير القوى الطفوية.

تُحَدِد لزوجة المائع السهولة التي تفلت فيها فقاعات الغاز الصغيرة من طور المائع؛ وتتطلب اللزوجات العالية أزمنة أقامة أطول. تتغيّر أزمنة الإقامة النمطية من 3 دقائق للخام الخفيف إلى 20 دقيقة للخام الثقيل.

بالخلاصة، تتحدد مقاييس صهريج الفصل بثلاثة عوامل رئيسية:

- سرعة الغاز (لتقليل رحيل الغشاوة)
- اللزوجة (زمن الإقامة)
- علاوة حجم الجَيَشان (surge volume allowance) (حتى 50٪ فوق معدلات التشغيل النظامية)

11 ـ 1 ـ 2 ـ 3 **أنواع صهاريج الفصل** Separator types

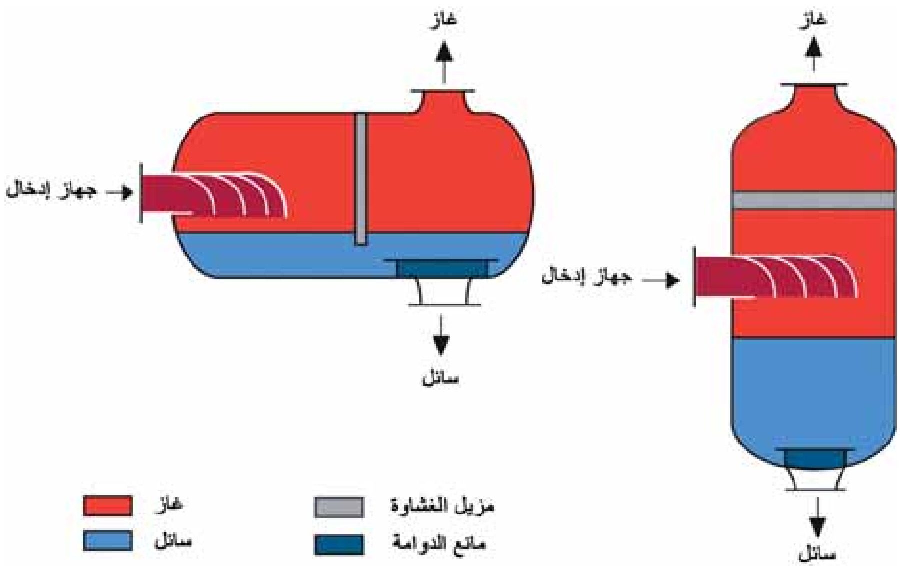
يمكن تمييز أنواع صهاريج الفصل الأساسية بطريقتين: أولاً، حسب الوظيفة الرئيسية (فصل إجمالي أو فصل الغشاوة)، وثانياً، حسب التوجيه (إما شاقولي أو أفقي).

أوعية الضربة الحاسمة (knockout vessels) هي الصيغة الأكثر شيوعاً من صهريج الفصل. لا يحوي الوعاء أي شيء بداخله وكفاءة إزالة الغشاوة منخفضة. مع هذا، فهي تبلي حسناً في ظروف الخدمة الوسخة (أي، حيث يُحمَل الرمل، والماء والنواتج الأكّالة في دفق البئر).

صهاريج فصل إزالة الغشاوة (demister separators) تستخدم عندما يُكوِّن

رحيل المائع مشكلة. قد تكون استعادة الموائع أحياناً أقل أهمية من منع الذرات قبل تلقيم منظومة الانضغاط.

يمكن بناء كلٍّ من صهاريج الفصل شاقولياً أو أفقياً. وتفضل أحياناً صهاريج الفصل الشاقولية عندما يتطلب استيعاب نفط عالٍ وحجم جَيَشان وافر، مع أن إزالة الغاز يمكن أن تصبح مشكلة، إذا كانت لزوجة المائع كبيرة (يجب أن تفلت فقاعات الغاز مقابل تدفق المائع). يمكن أن تتعامل صهاريج الفصل الأفقية مع حجوم كبيرة من الغاز والخام الرغوي (بينما تحدث إزالة الغاز خلال تدفق قاطع بدلاً من تدفق مضاد). عموماً، تستخدم صهاريج الفصل الأفقية لمعدلات تدفق عالية ونسب غاز ـ مائع عالية ((Gas-Liquid Ratios (GLRs)) (الشكل 11 ـ 10).



الشكل (11 ـ 10): صهاريج فصل إزالة الغشاوة أفقية وشاقولية.

11 ـ 1 ـ 2 ـ 4 نزع الماء ومعالجته Dehydration and water treatment

يجب فصل الماء المنتج عن النفط لسببين رئيسيين: أولاً، لأن الزبون يشتري نفطاً وليس ماءً، وثانياً، لتخفيض التكاليف المتعلقة بالإخلاء إلى الحد الأدنى (مثل، الحجم الذي يضخ، حماية أنابيب النفط من التآكل). إن محتوى ماء أقل من 0.5٪ هو المواصفة النمطية لبيع الخام. يحتوي الماء المنفصل عن النفط عادة

كميات صغيرة من النفط، التي يجب إزالتها قبل أن يطلق الماء إلى البيئة. تزداد المواصفات ضيقاً، لكن المعايير المطبقة لإطلاق الماء تتراوح من 10 ppm إلى 100 ppm (أجزاء بالمليون) من النفط في الماء (oil in water). لكن في معظم المناطق، المطلب القانوني هو 40 ppm من النفط في الماء، أي 40mg/l.

إن الطريقة الأبسط لنزع الماء أو إزالة نفط في مزيج من النفط ـ الماء هي باستخدام الترقيد (settling) أو صهاريج القشد (skimming tanks)، على التوالي. مع مرور الزمن ستفصل فروق الكثافة النسبية المائعين. يمكن إنجاز هذا على اليابسة، في الحالات التي لا يكون الوزن والمساحة موضوعاً مهماً، باستخدام صهاريج موحدة للترسيب/للتخزين بصيغة صهريج، إما في حقل أو في منشأة تصدير. لسوء الحظ، تتطلب هذه العملية الوقت والمكان، حيث كلاهما قيد في العمليات البحرية. يتزايد الآن استخدام معدّات عالية الكفاءة تضم عمليات الفصل الميكانيكي والكيميائي.

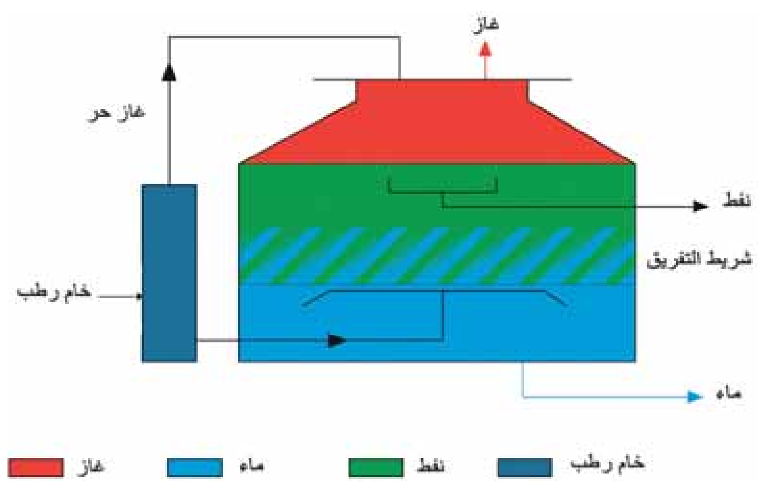
11 ـ 1 ـ 2 ـ 5 **نزع الماء** Dehydration

يتبع اختيار معدّات نزع الماء بشكل رئيسي لمقدار الماء المحتوى في دفق البئر. من الشائع عندما تكون قطفة الماء عالية، إيجاد «وعاء الضربة الحاسمة للماء الحر» ((Free Water Knockout Vessel (FWKO)) المستخدم للفصل الأولي. الوعاء مشابه لصهاريج الفصل الموصوفة سابقاً للنفط والغاز، ويستخدم عندما تحتاج كميات كبيرة من الماء إلى فصلها من نفط/مستحلب نفط. يتدفق المائع الداخل على صفيحة محولة تؤدي إلى فصل أولي للغاز والمائع. فيتشكّل في عمود المائع طبقة من النفط في الأعلى، وطبقة من الماء في الأسفل، وفي الوسط نفط ومستحلب نفط. ومع الوقت يتم الالتحام ويتناقص المستحلب. إذا كانت كميات كبيرة من الغاز موجودة في الدفق الداخل، عندئذ تعمل صهاريج فصل ثلاثية الطور كأوعية الضربة الحاسمة للماء الحر. تحتوي بعض أوعية الضربة الحاسمة للماء الحر على عنصر تسخين مدمج فيها، هدفه الرئيسي المعالجة الفعّالة للمستحلب. في بعض العمليات، تنتج أوعية الضربة الحاسمة للماء الحر نفطاً من نوعية كافية للنقل لاحقاً.

من الناحية الأخرى، قد يُتبَع وعاء الضربة الحاسمة بمختلف منظومات نزع الماء، اعتماداً على الحيز المتوفر، ومميّزات المزيج. وقد يستخدم على اليابسة

صهريج نزع ماء مستمر (continuous dehydration tank) مثل صهريج الغسل (wash tank). في هذا النوع من الأوعية، يدخل النفط الخام إلى الصهريج عبر مدخل ناشر وتسقط قطيرات الماء من النفط بينما يرتفع إلى أعلى الصهريج. يمكن لهذه الأجهزة خفض محتوى الماء إلى أقل من 2% (الشكل 11 ـ 11).

حين يكون للحيز والوزن أهمية (كما في حالة الاستخراج من عرض البحر)، تستخدم صهاريج فصل صفيحية (plate separators) لنزع الماء من الخام بمواصفات الإخلاء. وتستخدم رزم من الصفائح لتسريع استخلاص طور الماء باعتراض قطيرات الماء بسطح دامج. يمكن أيضاً استخدام شحنة كهربائية من بين الصفائح لتعزز التقاط قطيرات الماء، يدعى مثل هذا الوعاء دامج الكتروستاتي (electrostatic coalesce). تتطلب صهاريج الفصل الصفيحية حيزاً مشابهاً لأوعية الضربة الحاسمة.



الشكل (11 ـ 11): صهريج نزع الماء مستمر.

يمكن استخدام السخانات (heaters) مع الصهاريج لنزع الماء من الخام عالي اللزوجة. ودرجة الحرارة التي يرفع إليها الخام تابع للزوجة المطلوبة لفصل فعّال.

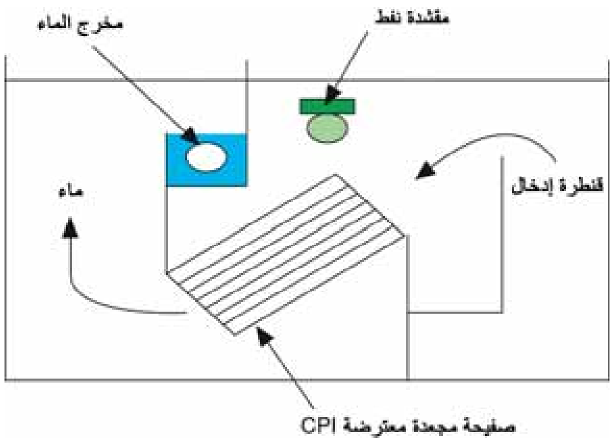
إذا كان النفط والماء ممتزجين كمستحلب، يصبح نزع الماء أكثر صعوبة. ويمكن تشكّل المستحلبات كنفط في الماء أو ماء في النفط إذا تعرض دفق المزيج المنتج لاضطراب شديد، كما يمكن أن يحدث أمام ثقوب في البئر أو

المضخّة. يمكن حثّ المستحلبات على التكسر (أو لاستقرار) باستخدام الكيميائيات، أو الحرارة أو الرج البسيط. إن المواد الكيميائية مزيلة التثبيت (chemical destabilization) هي الأكثر شيوعاً، وتطبق عادة الفحوص المخبرية لتحديد المركب الكيميائي الأكثر ملائمة.

11 ـ 1 ـ 2 ـ 6 **فصل النفط** De-oiling

وصفت سابقاً صهاريج القشد بأنها الصيغة الأبسط من موائع فصل النفط؛ حيث يمكن لهذه الصهاريج تخفيض تركيز النفط إلى أقل من 200 ppm ولكنها ليست ملائمة للعمليات البحرية. عموماً تستخدم أوعية الدمج الصفيحية أو الزوابع المائية (hydrocyclones) (ظاهرة في الشكل 11 ـ 13) على البحر، وقد تستخدم بالترادف مع أجهزة تنظيف الماء الأخرى مثل وحدات تعويم الغاز. يتأثر اختيار وحدة فصل النفط بالناتج، وتغيّر التلقيم (بما يخص محتوى النفط)، والحيز والوزن.

هناك نوع أخر من صهريج فصل جاذبي تثاقلي، يستخدم لكميات قليلة من الماء النفطي، يدعى معترض النفط (oil interceptor)، ويستخدم بكثرة في عرض البحر وعلى الشاطئ. تعمل هذه الأجهزة بحثّ ذرات النفط على الاندماج على سطوح صفائح. وحالما تتشكّل قطيرات نفط أكبر تميل إلى العوم على سطح الماء بسرعة أكبر ويمكن قشدها. تظهر في الشكل (11 ـ 12) صفيحة مجعّدة معترضة (Corrugated Plate Interceptor (CPI)) تظهر المبدأ المستخدم. تستطيع الصفائح المعترضة تخفيض محتوى النفط في الماء إلى 50-150 ppm.



الشكل (11 ـ 12): صفيحة مجعّدة (أو مائلة) معترضة.

لتخفيض محتوى النفط إلى مستويات تحقق معايير البيع، من الضروري غالباً، تطبيق طرائق أكثر تعقيداً. توجد تقنيتان من هذا النوع يمكنهما تخفيض النفط في الماء إلى أقل من 40 ppm هما عمليتا تعويم الغاز (gas flotation) والزوبعة المائية.

يمر الهواء في وحدة تعويم الغاز بشكل فقاعات عبر الماء النفطي لالتقاط ذرات النفط التي ترتفع مع الفقاعات لتشكّل زبداً على سطح وحدة التعويم. يمكن إزالة الزبد بتدوير مجاديف (paddles). تضاف أحياناً كيميائيات لإزالة تثبيت (destabilize) الدفق الداخل وتعزيز الإنجاز.

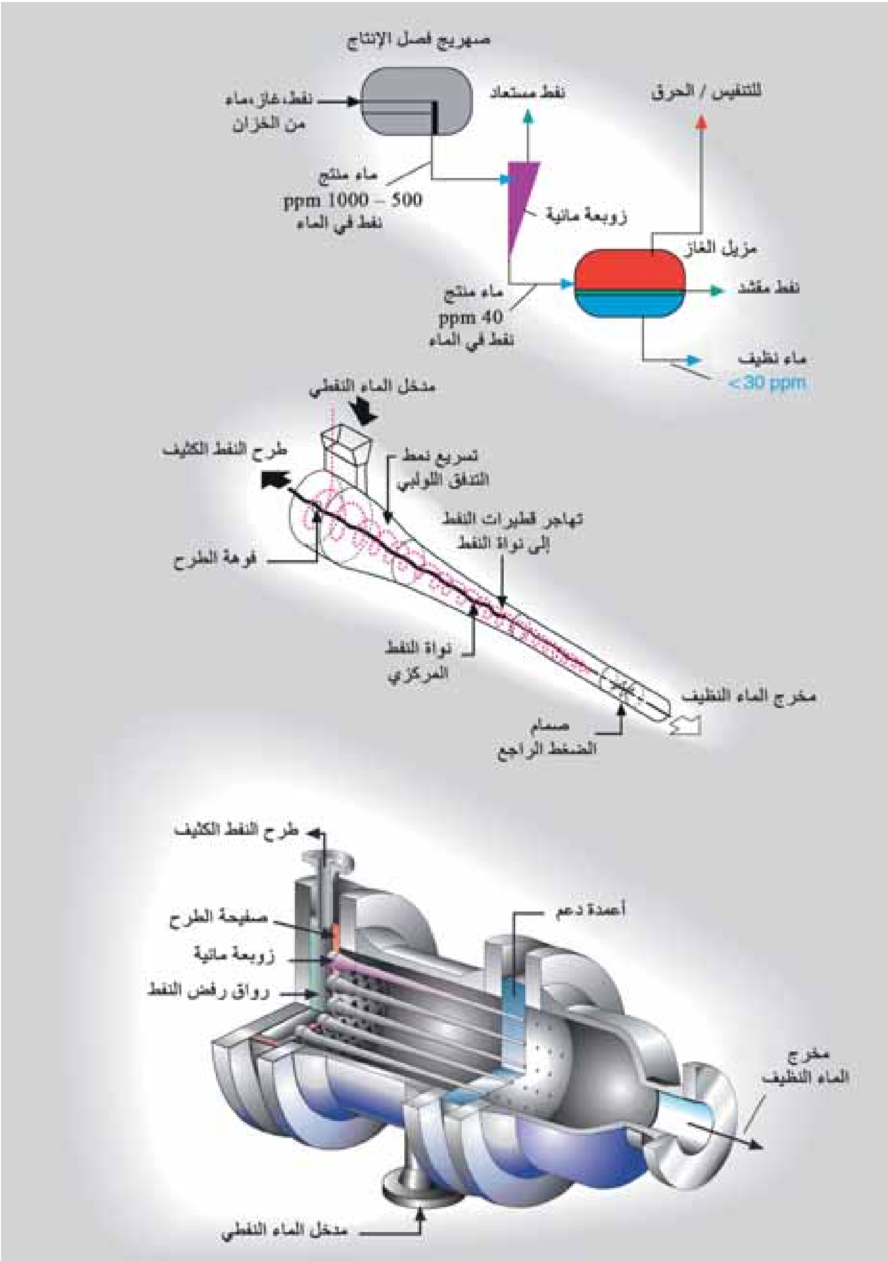
أصبحت الزوبعة المائية (الشكل 11 ـ 13) شائعة في المنشآت البحرية، وتعتمد على قوة نابذة لفصل ذرات النفط الخفيفة من الطور المائي الأثقل. عند خضوع الدفق الداخل إلى القوة النابذة، يدور الطور المائي الأثقل نحو خارج الزوبعة، بينما تتحرك ذرات النفط إلى مركز الزوبعة، وتندمج ثم تجذب نحو الأعلى، ويخرج الماء الأثقل من الأسفل.

للتأكد من أن نوعية الماء المُلقى يحقق المتطلبات النظامية (عادة 40 ppm)، يراقب محتوى النفط في الماء باستخلاص مذيب وفحص الطيف بالأشعة تحت الحمراء (infrared spectroscopy). نمطياً، تشير المواصفة 40 ppm إلى محتوى النفط في الماء لمتوسط فترة أكثر من شهر. على العموم يزداد تضييق معيار محتوى النفط في الماء، لكن يبقى المحتوى 40 ppm مقبولاً في بعض المناطق، ويصبح 10 ppm أو أقل أكثر شيوعاً. في البيئات البحرية المغلقة مثل بحر قزوين، والبيئات المغلقة جزئياً مثل الخليج العربي وأماكن أخرى، يعيد العديد من الشركات حقن الماء المنتج إلى الخزّان لتحقيق المعايير البيئية المشتركة السائدة أو ذاتية التطبيق. يعرف هذا باسم إعادة حقن الماء المنتج (PWRI).

11 ـ 1 ـ 2 ـ 7 **المضخات متعددة الأطوار** Multiphase pumps

منذ 1990 اكتسبت المضخات متعددة الأطوار، القدرة على الضخ المتزامن للنفط والماء والغاز، قبولاً متزايداً في إنتاج حقول النفط. في بعض الحالات حلّت محل معدّات المعالجة التقليدية على فوهة البئر أو المنصّة، وتُصَدِّر هذه المضخات بكفاءة، دفق المعالجة المطلوبة إلى منشآت التجميع. إن إلغاء معدّات الحقل مثل صهاريج الفصل، والضواغط، ومعدّات الضغط الفردي،

والسخانات، ولهب الغاز والأنابيب المنفصلة يمكن أن يخفض تكاليف المعالجة بشكل كبير.



الشكل (11 ـ 13): مضخة الزوبعة المائية لفصل النفط عن الماء.

هنالك أيضاً فوائد إضافية تتضمن الوقع البيئي المنخفض للمنشآت الشاطئية، لأن المضخات متعددة الأطوار تتطلب جزءاً فقط من الحيز الذي تحتاجه المعدّات التقليدية، مؤدية إلى موطئ قدم أصغر للمشروع. علاوة على ذلك، إن قابلية المضخات متعددة الأطوار للتعامل مع الغاز في منظومة مغلقة بدلاً من الطرد والحرق يقلل الانبعاثات (emissions) إلى البيئة. تعزز قابلية الضغط تدفقات البئر إلى وحدات معالجة مركزية بعيدة، والتعامل مع ضغوط داخلة منخفضة جداً تجعل كذلك المضخّة متعددة الأطوار أداة نمطية لتطوير الحقول الهامشية.

نمطياً، تقام المضخات متعددة الأطوار في مواقع نائية. يمكن أن توجد على منصّات فوهة البئر البحرية، وبعيداً عن منشآت الإنتاج في الحقول الشاطئية أو تحت البحر. غالباً تكون هذه المنشآت غير مأهولة (واضح في حالة تحت البحر)، لذلك تتطلب معدّات قوية وموثوقة.

11 ـ 1 ـ 2 ـ 8 **الفصل تحت البحري** Subsea separation

لقد تطورت منذ عدة سنوات تقنيات الفصل تحت البحري الموثوقة التي تسمح للشركات بمعالجة الإنتاج البحري بدون الحاجة لمنشآت إنتاج فوق بحري، مع أنه حتى الآن يوجد عدة منظومات تعمل إلى جانب تلك التي تعمل على أساس التجريب. وفي عام 2007، أقامت شركة ستيت أويل (Statoil) ما ادعت بأنها محطّة المعالجة تحت البحرية التجارية الأولى من نوعها، في حقل توردیس (Tordis) (في بحر الشمال) وهي منظومة فصل تحت بحرية وتعزيز الضغط وحقن الماء. هذه المنظومة التي صمّمت للسماح لحقل توردیس بمتابعة الإنتاج بوجود قطفة ماء عالية، تشمل فاصلاً يزيل الماء من دفق البئر، ومضخّة متعددة الأطوار لتعزيز معدل الإنتاج، ومضخّة حقن ماء لتفريغ الماء المفصول في بئر الإطراح (disposal well).

11 ـ 1 ـ 3 **معالجة الغاز الصاعد** Upstream gas processing

ستوصف في هذه الفقرة معالجة الغاز في سياق حاجات الموقع والإخلاء، وذلك كيف يمكن معالجة الغاز للبيع أو قبل النقل بأنابيب النفط إلى معمل غاز. سيوصف تجزيء الغاز (fractionation) وتسييله (liquefaction) في الفقرة (11 ـ 1 ـ 4).

لإعداد الغاز للإخلاء، من الضروري فصل الغاز والأطوار المائعة واستخراج أو منع أي مكونة في الغاز، التي من المحتمل أن تسبب تآكل أو انسداد أنبوب النفط. المركبات التي يمكن أن تسبب صعوبات هي بخار الماء (التآكل، هيدرات)، والهيدروكربون الثقيل (تدفق ثنائي الطور أو ترسب الشمع في أنابيب النفط)، والشوائب مثل ثاني أكسيد الكربون (تآكل)، وكبريت الهيدروجين (تآكل، سمية). في حالة الغاز المرافق، إذا لم يكن هنالك سوق للغاز، ربما يجب حرقه أو إعادة حقنه. وإذا توفرت حجوم كبيرة من الغاز المرافق فقد يكون من المفيد استخراج موائع الغاز الطبيعي (Natural Gas Liquids (NGLs)) قبل الحرق أو إعادة الحقن. يمكن أيضاً أن يعالج الغاز من أجل الرفع بالغاز، أو لاستخدامه كوقود.

بشكل عام، تعمل منشآت معالجة الغاز بشكل أفضل بين 10 و100 بار. وفي الضغط المنخفض، يجب أن تكون الأوعية كبيرة لتعمل بشكل فعّال، بينما يمكن، في الضغوط المرتفعة أن تكون الأوعية أصغر، لكن يجب أن تكون جدران الوعاء ومنظومة الأنابيب أكثر سماكة. تنجز الاستعادة المثلى للهيدروكربون الثقيل بين 20 و40 باراً. وقد تصل ضغوط أنبوب النفط بعيد المدى إلى 150 باراً، ويمكن أن يكون ضغط إعادة الحقن عالياً حتى 700 بار. تعكس سلسلة معالجة الغاز نوعية الغاز والضغط، وكذلك مواصفات التسليم.

11 ـ 1 ـ 3 ـ 1 **تخفيض الضغط** Pressure reduction

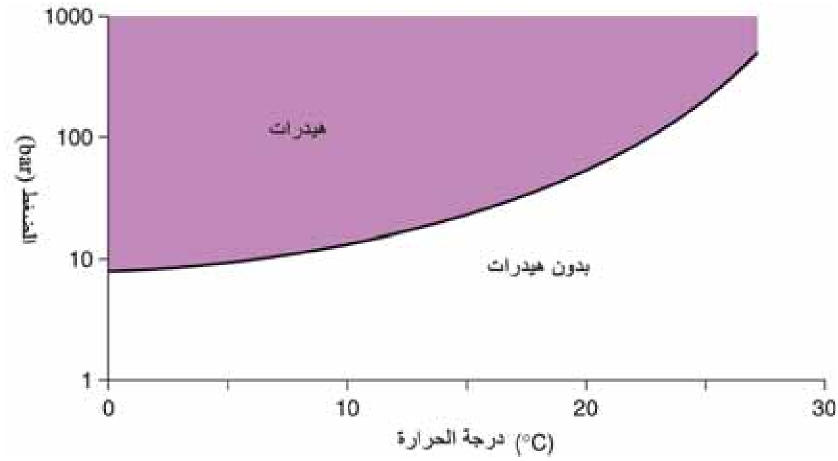
قد يُنتج الغاز أحياناً بضغوط عالية جداً، لذا يجب تخفيضه من أجل كفاءة المعالجة ولتخفيض وزن منشآت المعالجة وكلفتها. يتم عادة تخفيض الضغط الأول عبر صمّام خنق قبل دخول مائع البئر إلى الصهريج الأول لفصل النفط ـ الغاز.

لقد تمّ سابقاً في فقرة رقم (11 ـ 1 ـ 2) وصف الفصل الأوّلي.

11 ـ 1 ـ 3 ـ 2 **نزع الماء من الغاز** Gas dehydration

إذا احتوى الغاز المنتج على بخار ماء فقد يتوجب تجفيفه (نزع الماء). يمكن أن يقود تكثف الماء في منشآت المعالجة لتشكّل الهيدرات، وقد يسبب تآكل (أنابيب النفط، بشكل خاص، عرضة لذلك) بوجود ثاني أكسيد الكربون وكبريت الهيدروجين. تتشكّل الهيدرات بالترابط الفيزيائي بين الماء والمركبات

الخفيفة للغاز الطبيعي. يمكن أن تسد الأنابيب ومعدّات المعالجة. تتوفر مخطّطات مثل ذلك المعطى في الشكل (11 ـ 14) لتخمين الفترة التي يمكن أن يصبح تشكّل الهيدرات مشكلة.

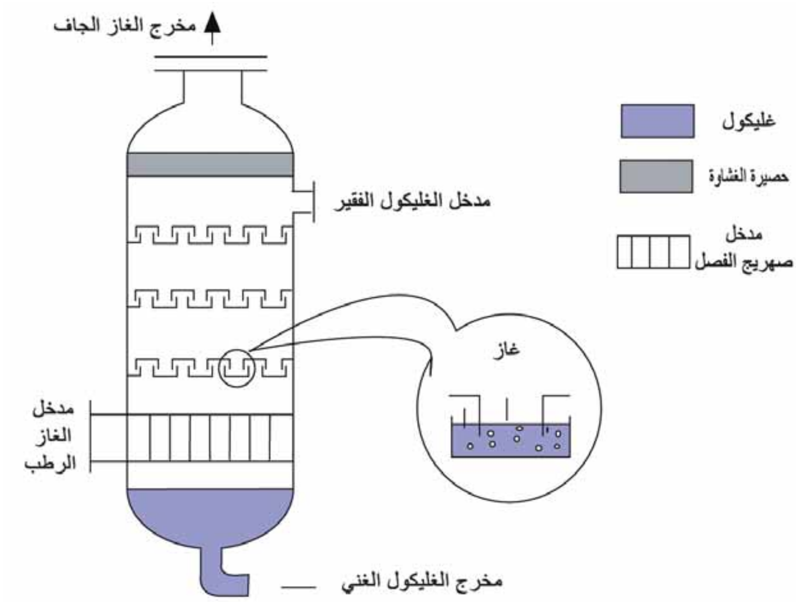


الشكل (11 ـ 14): مخطّط التخمين بتشكّل الهيدرات.

يمكن إنجاز نزع الماء بعدد من الطرائق: التبريد (cooling)، والامتصاص (absorption) والامتزاز (adsorption). إن نزع الماء بالتبريد هي، ببساطة عملية تكثف، ففي درجات حرارة أخفض يمكن للغاز أن يحمل كمية أقل من بخار الماء. تستخدم هذه الطريقة غالباً، عندما يتوجب تبريد الغاز لاستعادة الهيدروكربون الثقيل.

قد يتطلب حقن مثبطات (inhibitors) مثل الغليكول في الدفق الصاعد إلى المبردات (chillers) لمنع تشكّل الهيدرات.

امتصاص بخار الماء هي واحدة من الطرائق الأكثر شيوعاً لنزع الماء بتقليص (contracting) غليكول ثلاثي الإيثيلين. يمر الغاز بشكل فقاعات عبر برج التماس ويمتص الماء بالغليكول. يمكن إعادة توليد الغليكول بتسخين الماء لدرجة الغليان. بالممارسة، يخفض التقليص بالغليكول محتوى الماء بما يكفي لمنع التساقط أثناء الإخلاء عبر أنبوب النفط. يجب عدم الخلط بين الامتصاص بالغليكول وتثبيط بالغليكول (هيدرات) وهي عملية لا يُنزع فيها الماء (الشكل 11 ـ 15).



الشكل (11 ـ 15): برج التقليص بالغليكول.

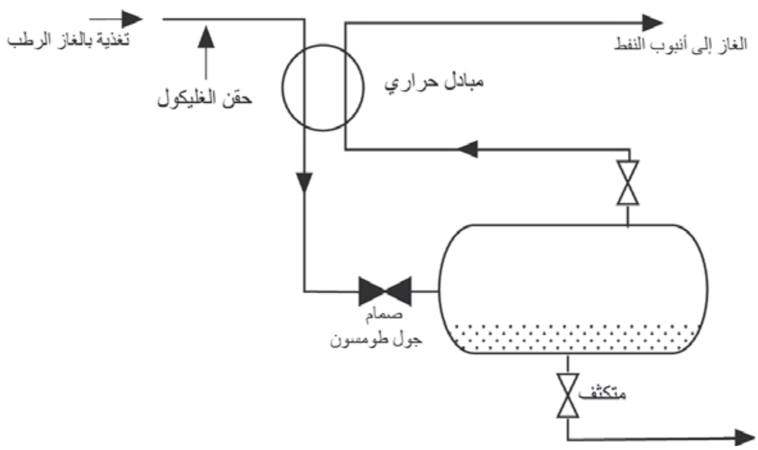
11 ـ 1 ـ 3 ـ 3 إزالة الهيدروكربون الثقيل Heavy hydrocarbon removal

تزال مركبات الهيدروكربون القابلة للتكثف من الغاز لتجنب تشكّل قطرات المائع في الأنابيب، أو لاستعادة موائع الغاز الطبيعية NGLs الثمينة عندما لا توجد إمكانية لتصدير الغاز. يمكن إنجاز التبريد إلى الشروط المحيطة بالتبادل الحراري بين الهواء والماء، أو إلى درجات حرارة تحت الصفر بتمديد الغاز أو تثليجه. يعمل، أيضاً العديد من العمليات الأخرى، مثل الانضغاط أو الامتصاص بكفاءة أعلى في درجات الحرارة المنخفضة.

إذا توفرت ضغوط عالية على فوهة البئر لفترات طويلة، يمكن إنجاز التبريد بتمديد الغاز عبر صمّام، معروف بـ «خنق جول طومسون (Joule Thomson Throttling (JT))». يستخدم الصمّام بالتوافق مع فاصل مائع الغاز ومبادل حراري، ويجب اتخاذ إجراءات كابحة لمنع تشكّل الهيدرات. يدعى مجمل العملية أحياناً، بـ «فصل منخفض الحرارة (Low Temperature Separation (LTS))» (الشكل 11 ـ 16).

إذا تطلّبَ انضغاط الغاز بعد التبريد، يمكن استخدام ممدّد توربيني

(turbo-expander). الممدّد التوربيني مثل ضاغط نبذي عاكس (centrifugal compressor in reverse)، ومن الناحية الترموديناميكية هو أكثر كفاءة من خنق جول طومسون. إن متطلبات الضغط والحذر من الهيدرات مشابهة لتلك في الفصل منخفض الحرارة LTS. عندما لا تتوفر الضغوط العالية، يمكن استخدام التثليج لتبريد الغاز. يضغط البروبان أو الفريون (freon) فيتبرد ثم يُمَدّد عبر صمّام، مبرّداً الغاز عند مروره في مُبَرّد. حيث يمكن تحقيق درجة حرارة -40°C. يجب أن تتقدم عملية نزع الماء من الغاز أو حقن الغليكول هذه عملية إزالة الهيروكربون الثقيل لتجنّب تشكّل الهيدرات.



الشكل (11 ـ 16): **الفصل منخفض الحرارة** (LTS).

11 ـ 1 ـ 3 ـ 4 **إزالة الملوثات** Contaminant removal

إن ثاني أكسيد الكربون (CO_2) وكبريتيد الهيدروجين (H_2S) هي الملوثات الأكثر شيوعاً في الغاز المنتج. يمكن لكليهما الاتحاد مع الماء الحر لتسبيب التآكل (corosion)، فضلاً عن كبريد الهيدروجين سام للغاية، حتى بكميات صغيرة جداً (يمكن لأقل من 0.01% حجماً أن تكون مميتة إذا استُنشقت). نظراً إلى المعدّات المطلوبة، يتم الاستخلاص على الشاطئ عندما يمكن ذلك. فإذا تم نزع الماء من الغاز، يتم تجنب معظم مشاكل تآكل أنابيب النفط. مع ذلك، إذا استخدمت أنابيب نفط طرف ثالث، فقد يكون ممكناً إنجاز بعض الاستخلاص في الموقع قبل الإخلاء لتحقيق مواصفات أصحاب الأنبوب

(pipeline owner specifcation). يتمّ عادة، استخلاص CO_2 وH_2S بالامتصاص في أبراج تماس مثل تلك المستخدمة في نزع الماء، إنما تستخدم مذيبات أخرى بدلاً من الغليكول.

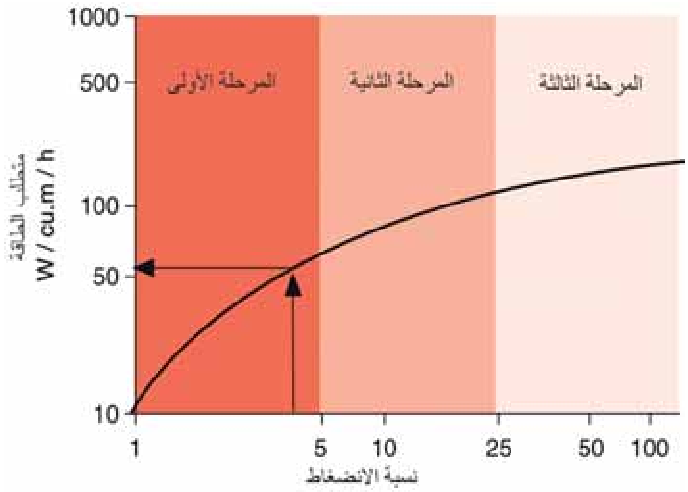
تاريخياً، أُزيل CO_2 من غاز الهيدروكربون بالتهوية، وما زال كذلك في كثير من الحالات، لكن بما أن CO_2 يشترك بشكل متزايد في تغيّر المناخ الأرضي، تبذل معظم الشركات جهوداً لالتقاط الغاز وتخزينه. يمكن استخدام الأمين (amine) والمركب العضوي المشتق من الأمونيا (ammonia) كماص لكلٍّ من CO_2 وH2S في أبراج التماس. يسخن لاحقاً، خرج دفق الأمين الغني بـ CO_2 و/أو H2S ويزال الضغط بحيث يتم إخراج CO_2 وH2S ويمكن حقنه، مثلاً، في خزّان غاز مستنزف أو طبقة حاملة للماء مستنزفة.

11 ـ 1 ـ 3 ـ 5 **رفع الضغط (انضغاط الغاز)** Pressure elevation (gas compression)

بعد المرور بعدة عمليات من المعالجة، قد توجد حاجة إلى زيادة ضغط الغاز قبل التمكن من إخلائه أو استخدامه للرفع أو إعادة الحقن. إذا كان الغاز يتدفق من فوهة البئر بضغط منخفض وتطلب معالجته في ضغوط فصل عالية، فقد يتَطلَّب انضغاط بَيْن مرحلي.

إن الأنواع الرئيسية للضواغط المستخدمة في صناعة الغاز هي: الضواغط الترددية (reciprocating compressors) أو ضواغط القوة النابذة (centrifugal compressors). تظهر متطلبات الطاقة للضواغط الترددية في الشكل (11 ـ 17). لاحظ بأن نسب الانضغاط 5 و25، انضغاط مرحلة ثانية ومرحلة ثالثة، على التوالي، تصبح ضرورية لاحتواء تبريد بين مرحلي. إلى جانب الحاجة إلى تبريد بين مرحلي، يمكن تركيب قدرة انضغاط إضافية بأطوار خلال حياة حقل غاز مع هبوط ضغط الخزّان.

إن ضواغط القوة النابذة المحركة بالتوربين عالية الكفاءة تحت شروط التشغيل الصحيحة، لكن تتطلب اختياراً حذراً، وتستوجب مستويات من الصيانة أعلى من الضواغط الترددية. إن مرافق الانضغاط، عموماً، هي البند الأكثر كلفة في منشأة معالجة الغاز الصاعد.



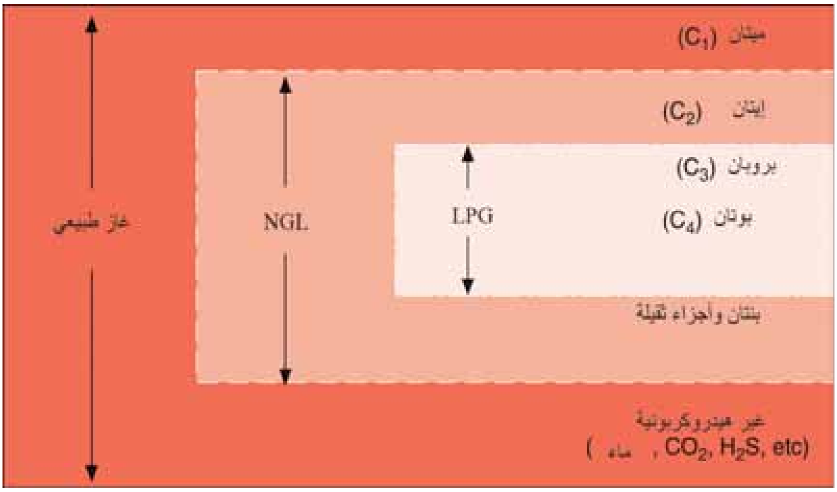
الشكل (11 ـ 17): **طاقة الانضغاط.**

11 ـ 1 ـ 4 **معالجة الغاز الهابط** Downstream gas processing

صُمِّمت خيارات معالجة الغاز الموصوف في الفقرة السابقة بشكل أساسي لتحقيق مواصفات الاستخدام في الموقع أو للإخلاء. لذا يجب القيام بمعالجة أخرى قبل التسليم للزبون، في مصانع معالجة غاز متخصصة، بعد تسلمه من حقول غاز ونفط مختلفة. يعالج، عادة الغاز المرسل لمثل هذه المصانع لمنع تقطر المائع تحت ظروف أنبوب النفط (تحكم بنقطة الندى)، لكن من الممكن أنه ما يزال يحوي حجوماً عالية من موائع الغاز الطبيعي NGLs وملوثات أيضاً.

يتغيّر تركيب الغاز الطبيعي كثيراً من غاز فقير غير مُرَافق وهو ميثان بشكل غالب، إلى غاز غني مشارك يحتوي نسبة عالية من موائع الغاز الطبيعي. موائع الغاز الطبيعي هي تلك المركبات المتبقية بعدما يزال الميثان وكل المركبات غير الهيدروكربونية، أي $(C_2\text{-}C_{5+})$ (الشكل 11 ـ 18).

يمكن لاحقاً عزل البوتان (C_4H_{10}) والبروبان (C_5H_{12}) وبيعهما كغاز بترولي (Liquefied Petroleum Gas (LPG)). يشاهد هذا عادة، كغاز معبأ في أسطوانة وهي طريقة مفيدة في توزيع الطاقة في الأماكن النائية. سيناقش الغاز البترولي المُسَيّل لاحقاً في الفقرة (11 ـ 1 ـ 4).



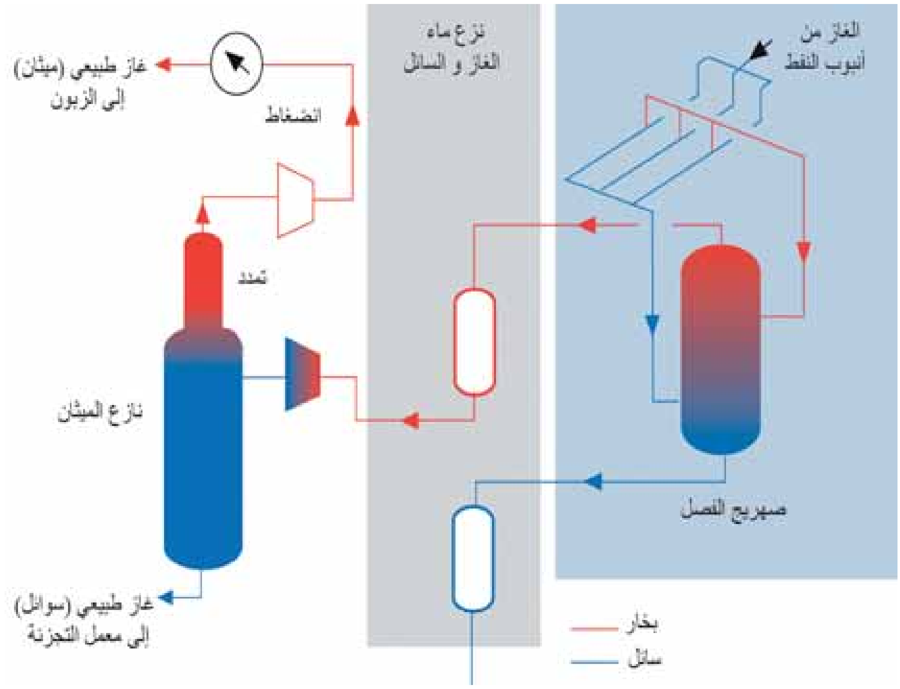
الشكل (11 ـ 18): **مصطلحات الغاز الطبيعي.**

يمكن لغاز البيع، المؤلّف، نمطياً من ميثان (CH_4) وكميات قليلة من الإيثان (C_2H_6)، أن يصدر في ناقلات بترول مثلجة بدلاً من الأنابيب، لكن يجب أن يضغط بعامل 600 (ويبرّد إلى 160^oC-). عندها يدعى غاز طبيعي مُسَيّل.

11 ـ 1 ـ 4 ـ 1 **إزالة الملوثات** Contaminant removal

مع أنه يمكن أن يكون الغاز قد جُففَ جزئياً، وتم التحكم بنقطتي الندى (للهيدروكربون والماء) قبل الإخلاء من موقع الإنتاج، لكن يمكن أن يكون الهيدروكربون الثقيل، والماء وبعض المركبات غير الهيدروكربونية لا تزال موجودة. ويمكن أن يمرر الغاز الواصل إلى مصنع الغاز عبر «ماسك التكتلات (slug catcher)»، وهو جهاز يزيل أي تخثر من المائع الذي تكثف وتجمع في أنبوب النفط خلال الرحلة. بعد ذلك، ينزع الماء من الغاز، ويعالج لإزالة الملوثات، ثم يمرّر عبر نازع الميثان (demethanither) لعزل معظم غاز الميثان (لغاز البيع).

يمكن لمواصفات غاز البيع أن تتسع لكميات صغيرة من الشوائب مثل CO_2 (حتى 3٪)، لكن يجب أن يكون الغاز الملقم إلى مصانع الغاز البترولي المُسَيّل أو الغاز الطبيعي المُسَيّل خالياً عملياً من الماء والملوثات (الشكل 11 ـ 19).



الشكل (11 ـ 19): **منشآت فصل الغاز.**

يخضع الغاز عالي كبريتيد الهيدروجين H_2S لعملية نزع الكبريت (de-sulphurisation) التي يحول فيها H_2S إلى عنصر الكبريت أو كبريتات معدنية. يوجد عدد من العمليات التي تعتمد على الامتصاص في مقلصات (contractors)، والامتزاز (إلى سطح) في مناخل جزيئية، أو تفاعل كيميائي (مثلاً مع أوكسيد التوتياء).

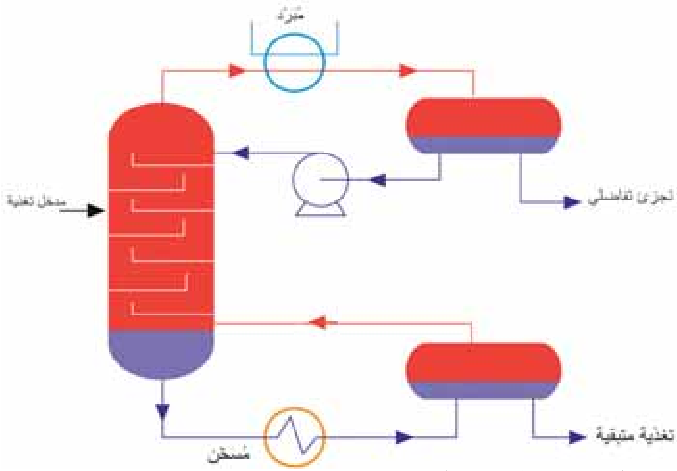
يتصلب ثاني أكسيد الكربون في درجات الحرارة المطلوبة لتسييل الغاز الطبيعي، والكميات العالية تجعل الغاز غير مناسب للتوزيع. تتمّ الإزالة في أبراج تقليص (contracting towers).

يمكن إزالة الماء بالامتزاز في مناخل جزيئية، باستخدام مجففات (desiccants) صلبة مثل سيليكا جل (silica gel). يتوفر مجففات أكثر فعالية، وقد يحتوي الترتيب النمطي على أربعة أوعية تجفيف في صيغة الامتزاز لإعادة التوليد (تسخين لإخراج الماء)، وللتبريد والرابعة في وضع البديل حتى تصبح الأولى مشبعة بالماء.

11 ـ 1 ـ 4 ـ 2 **استعادة الغاز الطبيعي المائع** Natural gas liquid recovery

عندما تكون الغازات غنية بالإيثان، والبروبان، والبوتان والهيدروكربون الثقيل، وتوجد سوق محلية لمثل هذه المنتجات، قد يكون من الاقتصادي استعادة تلك المركبات القابلة للتكثيف. يمكن استعادة الغازات الطبيعية المائعة بعدد من الطرائق، تم وصف بعضها في الفقرة السابقة. مع هذا ولتحقيق الاستعادة العظمى لكلّ مركبة غاز طبيعي مائع، يجب معالجة الغاز في مصنع تجزيء تفاضلي (fractionation plant).

يمر الغاز، في مثل هذا المصنع، عبر سلسلة من أعمدة التجزئة (fractionation columns) التي تسخن فيها الموائع في الأسفل وتتبخر جزئياً، وتبرد فيها الغازات وتتكثف في أعلى العمود. يتدفق الغاز إلى أعلى العمود، ويتدفق المائع نحو الأسفل عبر العمود، ويأتي بتماس مع صواني في العمود. تنزع المركبات الأخف إلى أعلى وتنزع المركبات الأثقل إلى قاع البرج (الشكل 11 ـ 20).



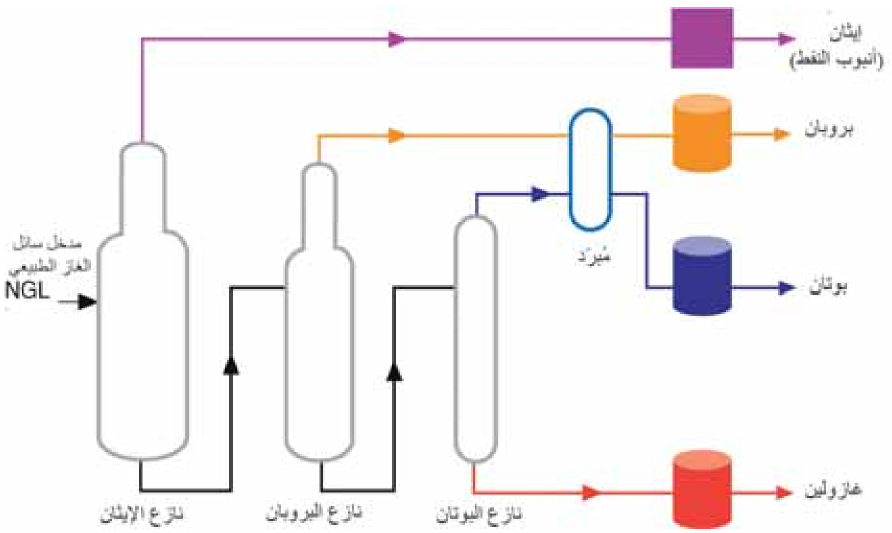
الشكل (11 ـ 20): عمود التجزئة التفاضلي.

يزيل العمود الأول (نازع الإيثان)، في مصنع التجزئة، الإيثان الذي قد يستخدم، بعد المعاملة للتخزين كمغذي لمصنع ايثيلين. يمر الهيدروكربون الأثقل إلى عمود التجزئة الثاني (أو نازع البروبان (de-propanisor)) حيث يزال البروبان وهكذا، حتى يفصل البوتان، وما تبقى من موائع الغاز الطبيعي يمكن أن تخزّن كغازولين (gasoline) طبيعي. يمكن استعادة المركبات الأخف في درجات حرارة منخفضة جداً فقط ـ الإيثان مثلاً، يجب تبريده إلى -100°C.

يمكن تخزين البروبان كمائع في حوالى -40°C، والبوتان في 0°C. لا يتطلب الغازولين الطبيعي التبريد لتخزينه (الشكل 11 ـ 21).

تحتاج مصانع تجزيء الغاز إلى توظيف أموال كثيرة، وفي كثير من الحالات لا تكون اقتصادية. مع ذلك، برهنت طرائق الاستعادة الأقل كمالاً لمائع الغاز الطبيعي بأنها مخفضة للكلفة.

يعطي عامل المكونة (component factor) وحدة الإنتاج لكلّ مركبة، ويتضمن عامل تحويل حجمي. يمكن الحصول على العوامل من جداول.



الشكل (11 ـ 21): مصنع تجزيء مائع الغاز الطبيعي.

11 ـ 1 ـ 4 ـ 3 **الغاز الطبيعي المُسَيّل** Liquefied natural gas

عندما تكون المسافة إلى الزبون طويلة جداً، أو عندما يجب أن يقطع أنبوب النفط العديد من الدول، يمكن شحن الغاز بالسفن. لتحضير الغاز للتسييل يجب إزالة أي CO_2 وH_2S، والماء، والهيدروكربون الأثقل، بالطرائق التي نوقشت سابقاً. يعتمد اختيار كم يترك من البروبان والبوتان في الغاز الطبيعي المُسَيّل، على متطلبات التسخين المتفاوض عليها مع الزبون. ففي مصنع غاز طبيعي مُسَيّل مؤلّف من «قطار» واحد أو أكثر، يكثف الغاز بتبريده إلى حوالى -120 إلى -

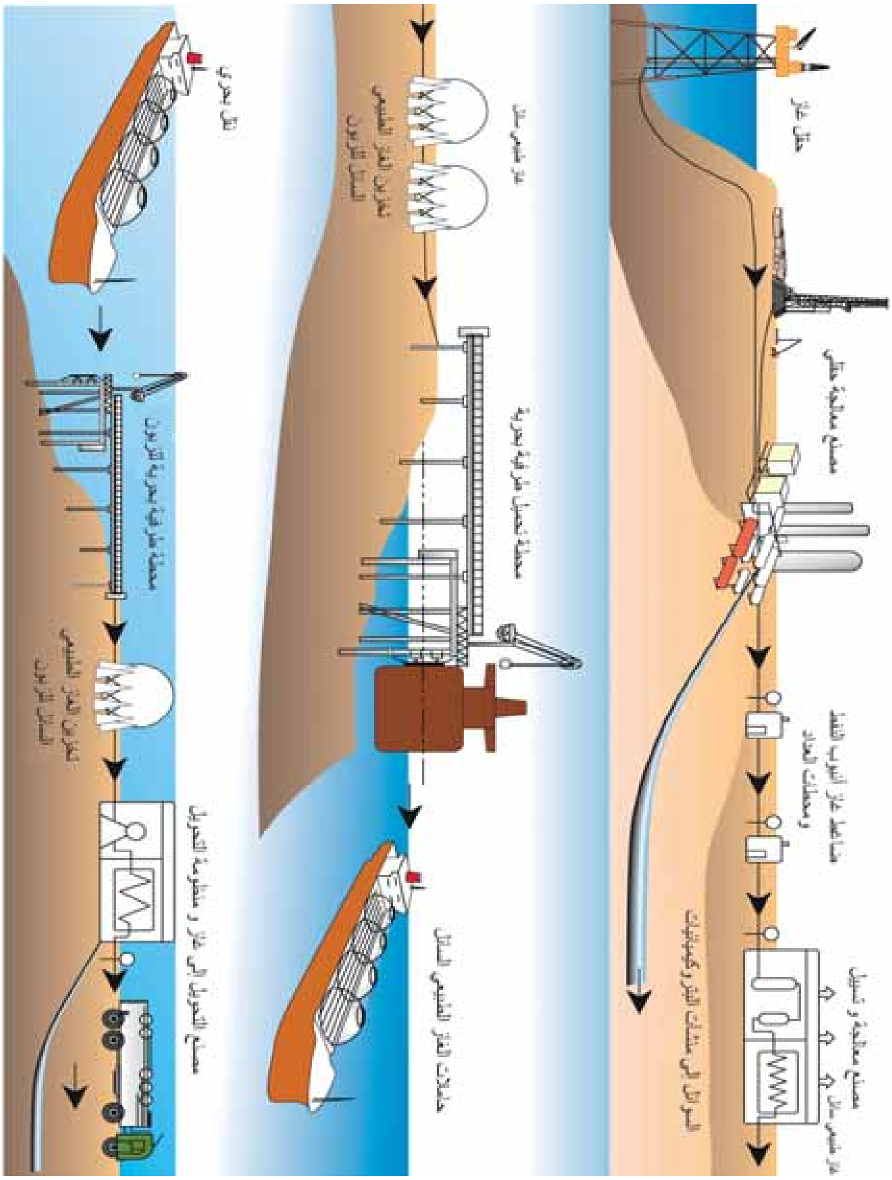
170°C وضغطه حتى 60 atm/870 psi. عندما يكثف الغاز يُخَفّض الضغط للتخزين وللشحن بالسفن. حتى يحفظ الغاز بصيغة مائع، يجب إبقاء الغاز الطبيعي المُسَيّل في درجات حرارة أقل من 83°C- بشكل مستقل عن الضغط.

يشحن الغاز الطبيعي المُسَيّل في ناقلات نفط معزولة جيداً كمائع بارد جداً بدرجة غليان (نمطياً 160°C-) تحت ضغط قريب من الضغط الجوي، حيث يشغل 1/600 من الحجم، للبخار المماثل في الشروط النظامية. تتبخر كمية صغيرة أثناء النقل، لكن هذا يساعد في تبريد مجمل الغاز في كل صهريج على متن السفينة (تدعى هذه العملية التثليج الذاتي (autorefrigeration)). يُلتَقط هذا الغاز المتبخر ويستخدم كوقود لناقلة النفط. الغاز الطبيعي المُسَيّل ليس متفجراً في الحالة المائعة، لكن يحتاج ليتحول إلى غاز ويمتزج بالهواء بنسبة 5 إلى 15% قبل أن يحدث انفجار.

ينقل الغاز الطبيعي المُسَيّل إلى محطّة حيث يفرّغ ويحوّل ثانية إلى طور غازي قبل توزيعه للزبائن عبر أنابيب. تتطلب مصانع الغاز الطبيعي المُسَيّل توظيف أموال أولية كثيرة جداً من مرتبة عدة بلايين من الدولارات، ولذلك فهي قابلة للتطبيق فقط في الحالات حيث يؤكد وجود حجوم كبيرة من الاحتياطي (نمطياً، 10-5 تريليون قدم مكعب [tcf]). في الماضي، شكلت تكاليف معالجة ونقل الغاز الطبيعي المُسَيّل حواجز هامة لتطوير واسع الانتشار، لكن ارتفاع الطلب على الطاقة، وأسعار الطاقة المتزايدة حَفَزت على بناء العديد من «قطارات» الغاز الطبيعي المُسَيّل الجديدة ومصانع إعادة التغويز (regasification) في عدة دول. تبني كلٌّ من الدول النامية والصناعية مصانع إعادة تغويز الغاز الطبيعي المُسَيّل بهدف تنويع موارد الطاقة لديهم وزيادة الأمن الطاقي.

يُتَوقع ارتفاع الطلب على الغاز الطبيعي المُسَيّل الكلّي بمقدار ثلاثة أضعاف من عام 2006 إلى عام 2020، من 120 مليون إلى 500 مليون طن بالسنة. المجهزون الرئيسيون هم أندونيسيا، وماليزيا، وبروناي، واستراليا، وترينيداد، والجزائر وقطر، مع مصانع تسييل قيد الإنشاء أو حديثة العهد، مصر، ونيجيريا، وعمان، والنرويج وروسيا. تتزايد أيضاً، أعداد محطات استقبال الغاز الطبيعي المُسَيّل، مع عدة مصانع إعادة تغويز جديدة، بنيت سابقاً أو قيد الإنشاء، في بريطانيا، وكندا، والولايات المحدة الأمريكية، وإسبانيا، والصين والهند، مما نتج منه الآن بزوغ سوق عالمي للغاز الطبيعي المُسَيّل. علاوة على

ذلك، يوجد تطوير لمنشآت الغاز الطبيعي المُسَيّل العائمة، حيث يبنى مصنع غاز طبيعي مُسَيّل كامل على مركب بهدف جلب المنشآت إلى توضعات الغاز، التي يمكن أن تكون سيناريو قابلاً للتطبيق لتراكمات الغاز النظامية، أو لمناطق تغيب فيها البنية التحتية و/أو عدم وجود سوق محلي للغاز (الشكل 11 ـ 22).



الشكل (11 ـ 22): شكل تخطيطي لسلسلة كاملة من منشآت الغاز الطبيعي المُسَيّل.

11 ـ 1 ـ 4 ـ 4 **غاز إلى موائع** Gas to liquids

توفرت تقنية الغاز إلى موائع ((Gas To Liquids (GTL)) منذ زمن طويل، لكن أمامها عقبات اقتصادية معترضة. توفر تقنية الغاز إلى موائع طريقة بديلة للمتاجرة بمصادر الغاز النظامية أو البعيدة، بالإضافة إلى تقنيات وطيدة التأسيس مثل مصانع الغاز الطبيعي المُسَيّل وأنابيب الغاز. لدى شركة شل (Shell) مصنع تحويل غاز إلى موائع في بينتولو (Bintulu) في ماليزيا منذ عام 1993.

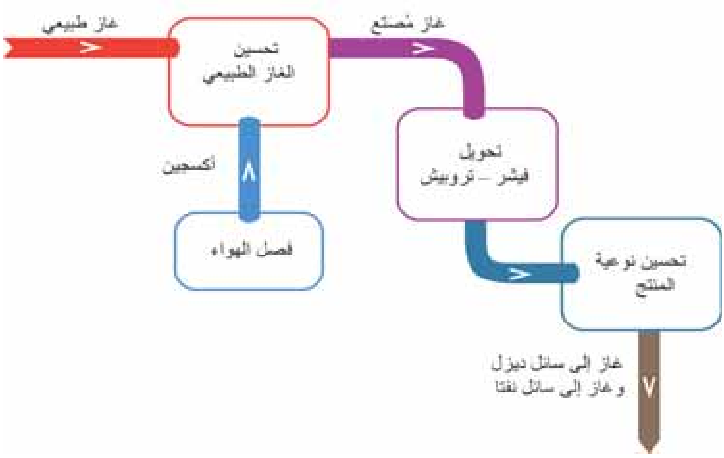
يشير تعبير تحويل غاز إلى موائع إلى مجموعة من العمليات التي تحول الغاز الطبيعي إلى موائع وقود، التي هي أسهل وأرخص للنقل والتسويق والتوزيع. الفائدة الأخرى للغاز إلى موائع هي أن المنتجات تحتوي ملوثات وجسيمات ناعمة أقل من موائع الوقود التقليدية، ولها إنتاج طاقة أفضل (وعدد سيتان cetane أعلى) مما ينتج تحسيناً في أداء المحرك.

من الناحية النظرية يمكن فعلياً، تصنيع أي هيدروكربون من آخر، وظهرت منذ عشرينيات القرن الماضي عدّة عمليات يمكن استخدامها لإنتاج وقود مائعة مُصَنّعة من الغاز الطبيعي. جوهرياً، تربط كل العمليات الكيميائية جزيئات هيدروكربون قصيرة السلسلة (غاز) معاً لتشكّل هيدروكربون طويل السلسلة (مائع) خلال تفاعلات تحفيزية (catalytic). إن التقنيتين الرئيسيتين لتحويل الغاز إلى موائع لاشتقاق نفط مائع صنعي هما تحويل مباشر من غاز، وتحويل غير مباشر من خلال غاز مُصَنّع (syngas)، مثلاً، باستخدام تصنيع فيشر ـ تروبش (Fischer-Tropsch (F-T)) بمُحَفّز كوبالت أو حديد، أو من الميثانول (methanol) باستخدام مُحَفّز زيوليت (zeolite).

تتجنب الطريقة المباشرة كلفة إنتاج غاز مُصَنّع، لكنها صعبة التحكم وتتطلب مستوى طاقة تنشيط عالٍ. تحول عمليات F-T للغاز المُصَنّع، الغاز الطبيعي إلى هيدروجين وأحادي أكسيد الكربون إما بإعادة تشكّل بخاري أو أكسدة جزئية، أو باتحاد كلتا العمليتين، ويتطلب التحويل اللاحق للغاز المُصَنّع إلى هيدروكربون مائع مُحَفّز حديد أو كوبالت (الشكل 11 ـ 23).

المعاملات المفتاحية هي الضغط والحرارة ونوع المحفز، التي تحدد معاً درجة تصنيع الخام المنتج. ففي درجات حرارة منخفضة (أي 180 ـ 250 درجة مئوية مع محفز كوبالت) يكون الخام المنتج بشكل مسيطر، ديزل وشموعاً خالية

تقريباً من الكبريت والأوليفين (Olefins). في درجات حرارة أعلى، حوالى 330 درجة مئوية مع محفز حديد ينتج بشكل رئيسي الغازولين والأوليفين، وكذلك يكون خالياً من الكبريت الحر. علاوة على ذلك، يمكن لمجال الوقود المائع المنتج ودرجته الوصول إلى درجة مثلى بالاختيار الحذر للمحفز.



الشكل (11 ـ 23): مخطّط تدفقي لعملية تحويل فيشر ـ تروبش للغاز إلى موائع.

المصدر: <http://www.sasolchevron.com/technology.htm>.

تعتبر شركة (SASOL) الإفريقية الجنوبية واحدة من الشركات القائدة في هذا الميدان، ولها شراكة مع شركة شيفرون (Chevron) وقطر بتروليوم (Qatar Petroleum) وقد بنت مصنع تحويل الغاز إلى موائع في قطر عام 2006، قادر على إنتاج 34000 bpd من الموائع من 330MMscf/d من الغاز. هذه المصانع قابلة للتوسع، وتوضع خطط راسخة للتوسع بمنشآت قطر لتحويل الغاز إلى موائع لتنتج 450000 bpd من الموائع حتى 2015. التكاليف الإجمالية للبرميل الواحد، بما فيها الغاز الملقم، نفقات رأس المال CAPEX ونفقات التشغيل (Operating Expenditure (OPEX)) في مدى US$20-25 للبرميل الواحد.

11 ـ 1 ـ 4 ـ 5 الغاز النفطي المُسَيّل Liquefied petroleum gas

الغاز النفطي المُسَيّل (LPG) هومزيج من البروبان والبوتان، يستخدم كوقود لأدوات التسخين، المركبات وكذلك كبديل للغازات المخربة بيئياً التي استعملت سابقاً كمبرّدات ودافع للبخاخات (مثل، كلورفلور الكربون (CFCs).

تعتمد نسبة البروبان إلى البوتان على الاستخدام المراد للغاز النفطي المُسَيّل ((LPG)، وبشكل غير مباشر على الفصل (صيف أو شتاء).

يتولّد الغاز النفطي المُسَيّل كمنتج مرافق أثناء تصفية النفط الخام، وكذلك يستعاد من إنتاج النفط والغاز خلال المعالجة المعيارية على السطح. للغاز النفطي المُسَيّل قيمة حرورية أعلى بكثير من الغاز الطبيعي النمطي، لا يمكن تبديل الميثان به مباشرة، إنما يجب تمديده بالهواء لإنتاج غاز طبيعي صنعي (Synthetic Natural Gas (SNG))، يمكن استخدامه لمنظومات الطوارئ الاحتياطية للمنشآت المدنية والعسكرية، وبانتشار أكبر في الأسواق الناشئة قبل أن تطور كلياً منظومة توزيع غاز طبيعي. عند استخدام الغاز النفطي المُسَيّل في محركات المركبات، يطلق عليه أوتوغاز، ويخزن في خزّان منفصل ضمن المركبة ويمزج مع تدفق النفط إلى المحرك.

11 ـ 2 **المنشآت** Facilities

تدعى المواد المعدنية التي تنجز بها العمليات الموصوفة في الفقرة 11 ـ 1 بالمنشآت (facilities)، وتصمم من قبل مهندس المنشآت. وصفت الفقرة السابقة المعدّات التي استخدمت للعمليات الرئيسية مثل الفصل والتجفيف (drying) والتجزيء والانضغاط. وستصف هذه الفقرة بعض المنشآت المطلوبة للمنظومات التي تدعم الإنتاج من الخزّان، مثل حقن الغاز، الرفع بالغاز وحقن الماء، وكذلك منشآت النقل المستخدمة للعمليات البحرية والقارية.

11 ـ 2 ـ 1 **منظومات دعم الإنتاج** Production support systems

مع أن نوع منظومات دعم الإنتاج المطلوبة تعتمد على نوع الخزّان، تشمل الأكثر شيوعاً:

- حقن الماء
- حقن الغاز
- الرفع الصنعي

11 ـ 2 ـ 1 ـ 1 **حقن الماء** Water injection

يمكن حقن الماء في الخزّان لإكمال استعادة النفط أو للتخلص من الماء

المنتج. في بعض الحالات، قد تكون هذه الخيارات متممة لبعضها البعض. يحتاج الماء، عموماً، إلى المعالجة قبل حقنه في الخزّان، فيما لو كان ماء بحر «منظّفاً»، أو ماء منتجاً. تحقن المياه في الخزّان بعدما تعالج، غالباً بضغوط عالية. لذلك، يحتاج المرء عند تصميم مخطّط تدفق العملية PFS إلى حقن الماء لمواصفات ماء المصدر والماء المحقون.

إن مصادر الماء الممكنة للحقن هي ماء البحر، والماء السطحي النقي، والماء المنتج أو ماء المكمن (ليس من الخزّان قيد الإنتاج). وعندما يؤكد بأن هنالك ماءً كافياً يفي بالمطلوب (ليس قضية في حالة ماء البحر)، من المهم تحديد نوع المعالجة المطلوبة لجعل الماء صالحاً للحقن. يتم التحقيق بإنجاز فحوص مخبرية على عيّنات ماء ممثلة.

المعاملات الأساسية المدروسة في تحليلٍ ما، هي:

1 ـ الأجسام الصلبة المنحلة (dissolved solids) لتحديد ما إذا كان ستشكّل ترسبات (مثل كربونات الكالسيوم) تحت شروط الحقن أو نتيجة الاختلاط بمياه التشكّل.

2 ـ المعلقات الصلبة (مثل الغضاريات أو العضويات الحية) التي قد تقلل أهمية الحقن أو نفوذية الخزّان.

3 ـ محتوى النفط المعلق حيث يؤخذ بالاعتبار إعادة حقن الماء المنتج. يمكن لذرات النفط أن تتصرف مثل المعلقات الصلبة.

4 ـ البكتيريا التي يمكن أن تسهم في إفساد التشكّل أو تقود إلى تحميض الخزّان (توليد كبريتيد الهيدروجين H_2S).

5 ـ الغازات المنحلة التي يمكن أن تساعد التآكل وتقود إلى إفساد الخزّان بمنتجات التآكل.

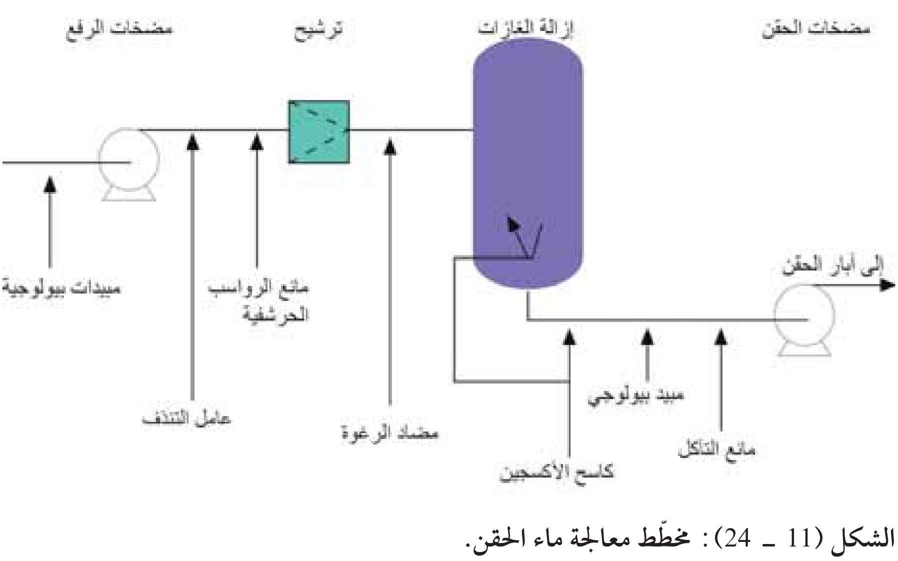
يمكن محاكاة الوقع المحتمل لكلّ من هذه المعاملات على معدلات الحقن أو الأذى الذي يحيق بالتشكّل في المختبر، واختباره في مشروع مرشد أو توقعه بالتشابه مع شروط حقل مشابه (الجدول 11 ـ 2).

حالما تنجز متطلبات معالجة ماء الحقن، يجب تحديد قياسات معدّات المعالجة للتعامل مع الإنتاجية المتوقعة. في الحالة التي يكون حقن الماء هو

المصدر الوحيد لطاقة الخزّان، من الشائع تطبيق سياسة إحلال الفراغ (voidage replacement)، أي إحلال الحجوم المحقونة محل الحجوم المنتجة. يجب تحديد «علاوة» فوق هذه السعة لتغطية مدة توقف (downtime) المعدّات (الشكل 11 ـ 24).

الجدول 11 ـ 2: اعتبارات معالجة الماء

المشكلة	التأثير المحتمل	الحل
الأجسام الصلبة المعلقة	انسداد التركيب	الترشيح
النفط المعلق	انسداد التركيب	التعويم والترشيح
المترسبات المنحلة	رسوبات حرشفية وإنسداد	كوابح التحرشف
البكتيريا	فقدان الحقنية (injectivity) (نواتج التآكل) وتحميض الخزّان	مبيد حيوي واختيار مواد خدمة التحميض
الغاز المنحل	تآكل المنشآت وفقدان الحقنية	نزع الغاز



الشكل (11 ـ 24): مخطّط معالجة ماء الحقن.

11 ـ 2 ـ 1 ـ 2 **حقن الغاز** Gas injection

يمكن حقن الغاز في الخزّان لاستكمال الاستعادة بالمحافظة على ضغط الخزّان، أو كوسيلة للتخلص من الغاز الذي لا يمكن حرقه تحت ظل القوانين البيئية، والذي ليس له سوق.

لقد تم سابقاً وصف منشآت معالجة الغاز وانضغاطه في فقرات سابقة. مع ذلك، يوجد عدد من الاختلافات في مواصفات الغاز المحقون الذي يختلف عن تلك لغاز التصدير. على العموم، لا توجد حاجة للتحكم بنقطة الندى للهيدروكربون، لأن الغاز المحقون سيسخن وليس سيبرد، لكن من المستحسن إزالة الهيدروكربون الثقيل لأسباب اقتصادية. سيتم عادة الفصل الأساسي للمائع، ونظراً إلى الضغوط العالية المتضمنة سيكون من الضروري، بشكل دائم تقريباً، نزع ماء الغاز لتجنب تقطر الماء.

تكون ضغوط الغاز المحقون عادة أعلى بكثير من ضغوط الرفع بالغاز أو أنابيب الغاز، ويجب اتخاذ عناية خاصة لاختيار شحم الضاغط بحيث لا يذوب في الغاز عالي الضغط. حالة مثل هذه قد تؤدي إلى تشحيم غير كاف مما يعيق حقن البئر.

11 ـ 2 ـ 1 ـ 3 **الرفع الصنعي** Artificial lift

إن الرفع بالغاز هو النوع الأكثر شيوعاً من الرفع الصنعي، وقد وصف في الفقرة (10 ـ 8)، الفصل العاشر الضخ بمضخّة الذراع وضخ قاع البئر وآليات تلك المنظومات. تتطلب منظومات الرفع بالغاز مصدر غازٍ مناسباً ولو بضغط أخفض من الغاز المحقون. اعتبارات معالجة الغاز مماثلة ما عدا أن النهايات الثقيلة لا تنتزع عادة من الغاز، لأن الغاز الهزيل سيشبع بموائع الغاز الطبيعي من الخام المنتج بعملية الرفع. يمكن تجنب انضغاط الغاز إذا وجد مصدر غاز ذي ضغط مناسب في الجوار، على سبيل المثال حقل غاز مجاور. نظراً إلى أن الرفع بالغاز هو جوهرياً منظومة حلقة مغلقة، يستهلك قليل من الغاز في عمليات الرفع بالغاز، لكن يجب توفر الغاز في عمليات الإقلاع بعد التوقف (بداية الإنتاج kicking off). بدلاً من ذلك يمكن استخدام ضخ النتروجين عبر أنبوب ملفوف للإقلاع، مع أنه غالي الثمن وقد يخضع لقيود التوفر.

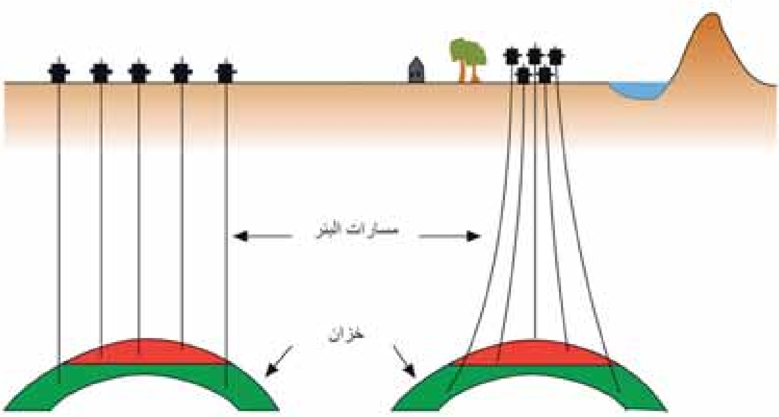
يحتاج الضخ بمضخّة الرقاص والمضخات الغاطسة الكهربائية إلى مصدر طاقة. من الملائم على اليابسة الوصل مع شبكة الكهرباء المحلية، وفي حال مضخّة الرقاص استخدام محرك يعمل بالديزل. وفي عرض البحر، يجب القيام بالتدبير الاحتياطي المسبق لإدارة مضخات كهربائية (فقط ESP) بواسطة توليد الكهرباء.

11 ـ 2 ـ 2 **منشآت إنتاج مقامة على اليابسة** Land-based production facilities

لقد ناقشنا حتى الآن تصميم المعالجة ومعدّاتها بدلاً من مخطّط منشآت الإنتاج. حالما يعيّن مشروع عملية (Process scheme)، تحدد الطريقة التي توضع بها المعدّات والمصنع جزئياً حسب اعتبارات النقل (أي مواصفات أنبوب النفط) وكذلك حسب البيئة السطحية. مع ذلك، وبغض النظر عن الموقع السطحي، يجب النظر في عدة مواضيع، منها:

- كيف يتم جمع موائع البئر
- كيف وأين تعالج الموائع المنتجة
- كيف تجلى أو تخزّن المنتجات

إذا كان سطح الأرض فوق الخزّان مستوياً نسبياً، فعلى العموم، من الأرخص حفر بئر شاقولية وصيانتها بدلاً من دخول الخزّان من موقع يتطلب بئراً مائلة. ومن الشائع، في المناطق غير المأهولة مثل مواقع الصحاري والغابات، أن نجد بأن نمط فوهات الآبار على السطح يعكس تقريباً النمط الذي تدخل فيه الآبار إلى الخزّان. مع ذلك، تطبق في كثير من الحالات قيود على توفر موقع الحفر نتيجة السكن، والاهتمامات البيئية أو الطبوغرافيا. في مثل هذه الظروف، تحفر الآبار بشكل مجموعات من موقع واحد أو عدد من المواقع أقرب ما يمكن للموقع السطحي للخزّان.

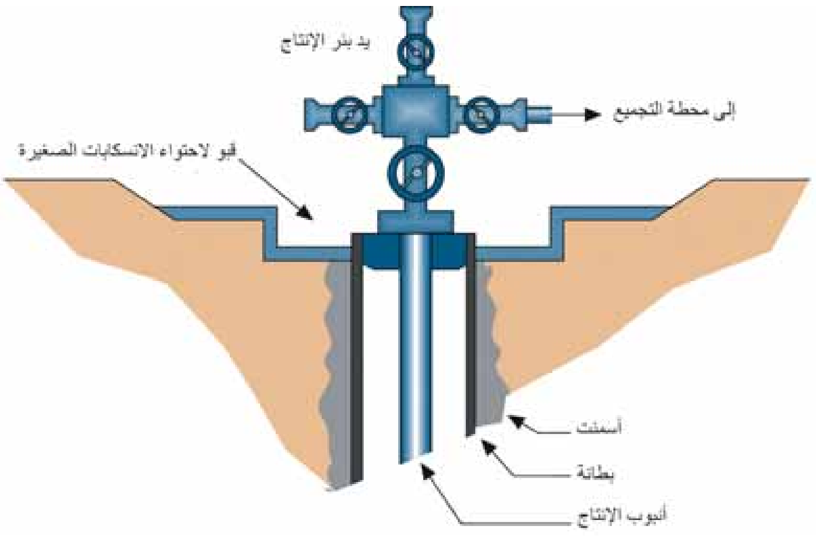


الشكل (11 ـ 25): وقع القيود السطحية على الحفر.

يظهر الشكل 11 ـ 25 تنسيقاً نمطياً لمنشآت أرضية في حالة حيث يوجد قيود على موقع الآبار ومصنع المعالجة.

11 ـ 2 ـ 2 ـ 1 **مواقع الآبار** Wellsites

إن الوظيفة الأولى لموقع البئر هي احتواء عمليات الحفر. مع ذلك، يجب أن يصمم موقع البئر للسماح بدخول العمليات والصيانة المستقبلية، وفي كثير من الحالات التجهيز لمنع الانتشار في حال الانبعاث العرضي (الحوادثي). يرسل الإنتاج من فوهة بئر واحدة أو مجموعة من الآبار إلى محطّة تجميع، أحياناً بدون أية معالجة. في هذه الحالة، يصبح أنبوب النفط فعلياً امتداداً لأنبوب الإنتاج. إذا كانت البئر تنتج بشكل طبيعي أو بمساعدة من مضخّة في البئر، يتوجب التقليل من المعدّات على الموقع خلال العمليات الطبيعية، إلى جانب فوهة البئر وأعمال الأنابيب المرافقة (الشكل 11 ـ 26).



الشكل (11 ـ 26) : **تنسيق فوهة بئر منفردة.**

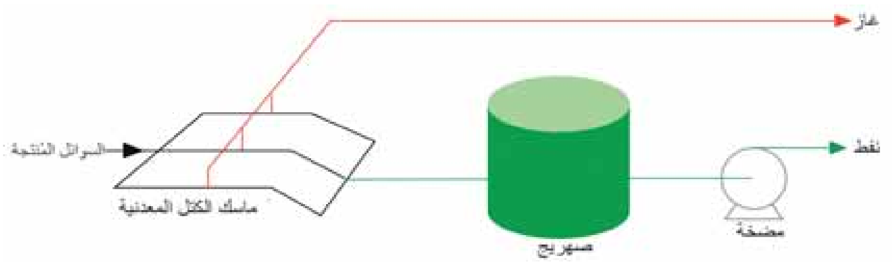
11 ـ 2 ـ 2 ـ 2 **محطات التجميع** Gathering stations

يمكن أن يصف التعبير «محطات التجميع» أي شيء من تجميع بسيط جداً ومحطّة ضخ إلى مركز معالجة معقد، تعالج فيه الموائع المنتجة وتفصل إلى غاز وموائع الغاز الطبيعي وخام مثبت (stabilised crude).

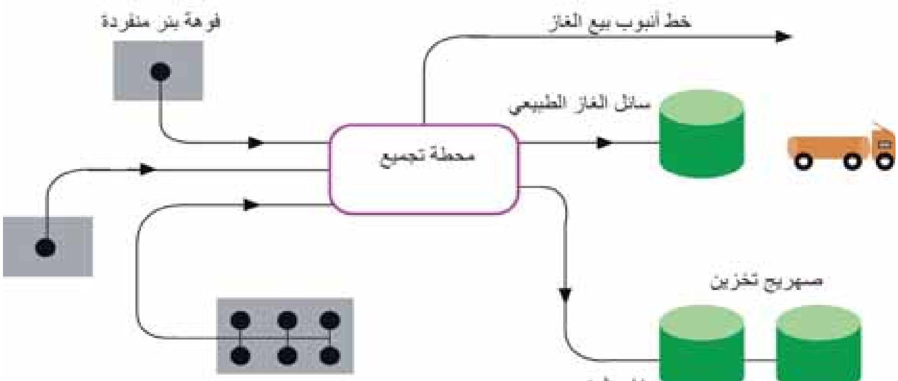
إذا كانت عدة حقول متباعدة تغذي مركز تجمع ومعالجة منفرد، فمن المألوف إنجاز فصل أولي للغاز والنفط (وربما ماء) في الحقل. قد تحتوي محطّة حقلية على ماسك التكتلات المعدنية وصهاريج تخزين مؤقتة ومضخات لضخ الموائع المفصولة إلى مركز التجميع والمعالجة الرئيسي (الشكل 11 ـ 27).

قد تحتوي محطّة تجميع معقدة منشآتٍ لفصل الموائع المنتجة، وخاماً مثبتاً للتخزين، ونزع ماء غاز البيع ومعالجته، واستعادة موائع الغاز الطبيعي NGLs وتجزيئها.

في المواقع الأرضية حيث الفراغ والوزن لا يشكلان قيوداً، يمكن الاستفادة من معدّات الفصل من نوع الصهريج مثل صهاريج الغسل وصهاريج الترقيد (settling tanks) وطرائق المعالجة المتقطعة (batch processing methods). هذه المعدّات عموماً أرخص للصيانة من أوعية الإنتاج المستمر، مع أن خليطاً منهما قد يُطلب.

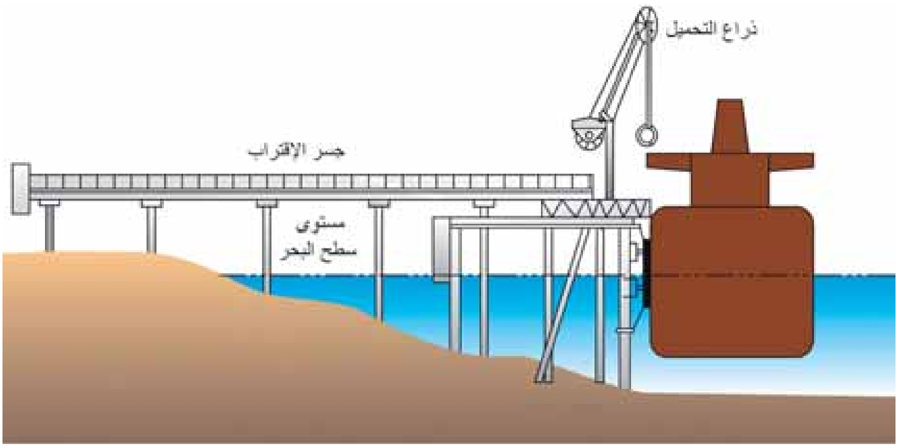


الشكل (11 ـ 27): محطّة تجميع بسيطة.



الشكل (11 ـ 28): منشآت إنتاج مقامة على اليابسة.

حالما تتمّ معالجة النفط والغاز، يجب إخلاء المنتجات من الموقع. يخزن الخام المثبت عادة في مزارع صهاريج في محطّة توزيع طرفية، التي قد تستلزم رحلة طويلة في أنابيب النفط. يخزن الخام، في محطّة التوزيع الطرفية قبل أي توزيع أخر بأنابيب النفط أو قبل التحميل للشحن بالبحر (الشكل 11 ـ 29).



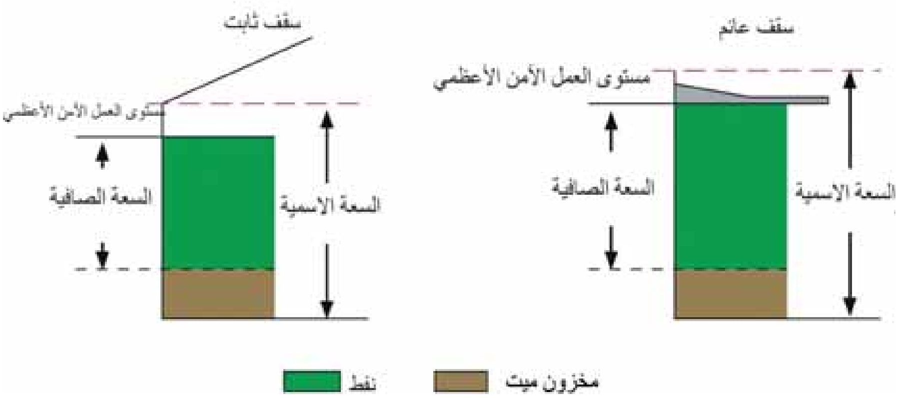
الشكل (11 ـ 29): **محطّة طرفية لتحميل ناقلة نفط.**

يرسل غاز البيع مباشرة إلى شبكة توزيع الغاز الوطنية (بافتراض وجود واحدة)، ويمكن أن تخزّن، محلياً، منتجات مائع الغاز الطبيعي NGL مثل البروبان والبوتان في صهاريج مضغوطة. كثيراً ما توزّع منتجات مائع الغاز الطبيعي مباشرة براً أو بواسطة القطار من محطّة التجميع، مع أنه إذا استُعيدَ الإيثان، فيوزع عادة بأنبوب غاز.

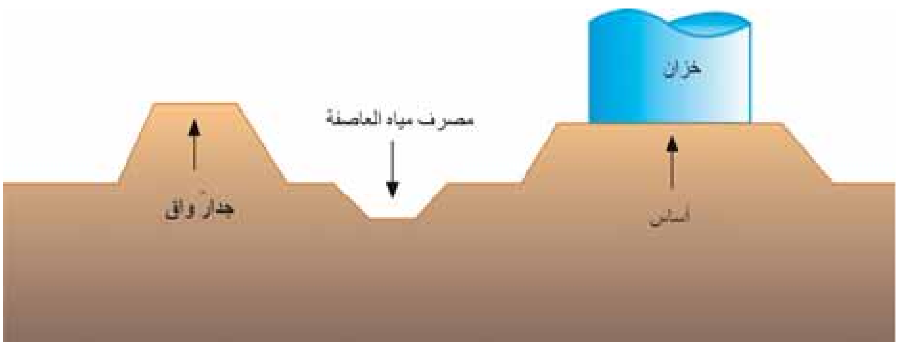
من الشائع استعمال نوعيّن أساسيين من صهاريج التخزين؛ صهاريج ثابتة السقف (fixed roof tanks) وصهاريج عائمة السطح (floating roof tanks). على العموم تستخدم الصهاريج عائمة السقف عندما تتطلب أقطاراً كبيرة وليس هناك مشكلة بتنفيس البخار. تعمل هذه الصهاريج بالضغوط الجوية فقط، ويعوم السقف صعوداً وهبوطاً مع ازدياد حجم الخام ونقصانه. هنالك تشكيلة من الصهاريج ثابتة السقف لتخزين الهيدروكربون تحت الضغط الجوي بدون فقدان للبخار وللتخزين بضغوط مرتفعة (الشكل 11 ـ 30).

يجب دوماً إحاطة صهاريج التخزين بجدران واقية لاحتواء الخام في حال حوادث انسكاب، مثل تمزق أنبوب أو صهريج، وللسماح لرجال الإطفاء وللمعدّات للاقتراب بشكل معقول من الصهاريج بتجهيز مدخل محمي (الشكل 11 ـ 31).

يجب فتح منظومات الصرف داخل الجدار الواقي، عندما يمكن مراقبة المخرج فقط، لتجنب هروب موائع الهيدروكربون في حال تسرب غير متوقع للخام.



الشكل (11 ـ 30): صهاريج تخزين ثابتة السقف وعائمة السطح.



الشكل (11 ـ 31): جدارٌ واقٍ وترتيبات الصرف.

11 ـ 2 ـ 3 منشآت الإنتاج البحري Offshore production facilities

إن أعمال منشآت الإنتاج البحري هي نفسها الموصوفة للعمليات الأرضية.

فمنصّة الإنتاج البحري مشابهة إلى حد ما لمحطّة التجميع، حيث يجمع الهيدروكربون وتتم معالجته وإخلاؤه لمزيد من المعالجة أو التخزين. مع ذلك، فإن تصميم وتخطيط المنشآت البحرية مختلفة تماماً عن تلك التي على اليابسة، للأسباب التالية:

1 ـ يجب إقامة المنصّة فوق مستوى البحر قبل إقامة منشآت الحفر والمعالجة في البحر.

2 ـ عدم وجود مؤسسات في البحر، لذا يجب تأمين الإضاءة والماء والطاقة وأبنية السكن.. إلخ، لدعم العمليات.

3 ـ تجعل قيود الوزن والحيز، صهاريج التخزين غير قابلة للتطبيق، لذا يجب استخدام طرائق بديلة للتخزين.

تصف هذه الفقرة الأنواع الرئيسية لمنصّات الإنتاج البحري ومنشآت التطوير التابعة، وكذلك منظومات الإخلاء المرافقة.

11 ـ 2 ـ 3 ـ 1 **المنصّات البحرية** Offshore platforms

يمكن قسمة المنصّات البحرية إلى صنفين؛ ثابتة وعائمة. على العموم تصنف المنصّات الثابتة حسب بنائها الميكانيكي. يوجد منها أربعة أنواع، هي:

- منصّات السترة الفولاذية (steel jacket platforms)
- منصّات الثقالة (gravity-based platforms)
- منصّات القدم الشدية ((Tension Leg Platforms (TLPs))
- منظومات منشآت الحد الأدنى (minimum facility systems)

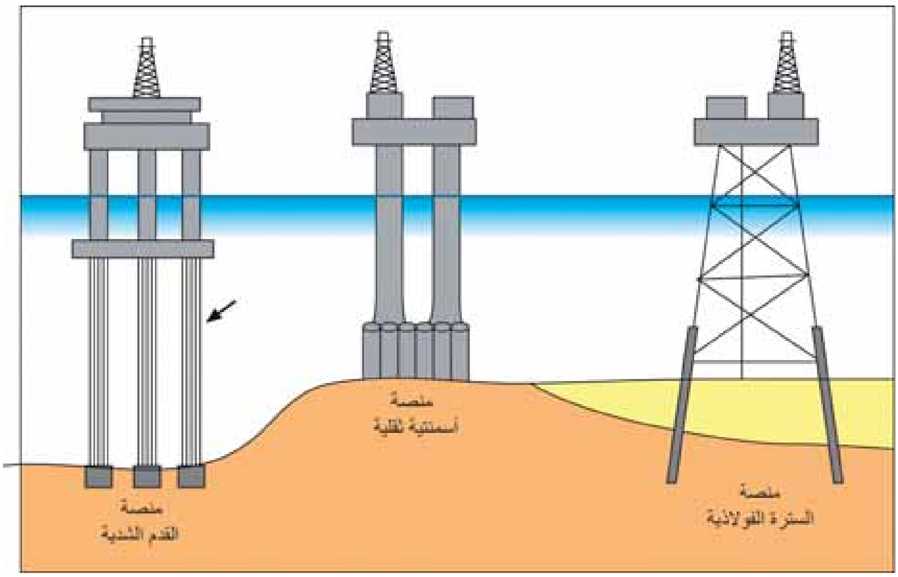
يمكن تصنيف المنصّات العائمة في ثلاثة أنواع رئيسية؛

- قطع بحرية نصف غاطسة (semi-submersible vessels)
- قطع بحرية تشبه السفينة وحيدة البدن (ship-shaped monohull vessels) (مثل إنتاج عائم، تخزين وتفريغ offloading (Floating Production, Storage and Offloading (FPSO)).
- منصّات (SPAR Platforms)

يمكن أيضاً اعتبار منصّات القدم الشدية نوع من المنصّات العائمة.

يمكن اعتبار الجزر الصنعية كمنصّات، لكنها تقع في مكان ما بين المنشآت القارية والبحرية.

تعتبر السترات فولاذية التكديس (steel piled jackets) النوع الأكثر شيوعاً وتستخدم في مجال واسع من الظروف البحرية، من بحر جنوب الصين الهادئ نسبياً إلى بحر الشمال الشمالي الغير الودي. تستخدم السترات الفولاذية في أعماق حتى 150m، وقد تدعم منشآت إنتاج ترتفع إلى 50m فوق متوسط سطح البحر (MSL). تستند عادة كل منشآت المعالجة والدعم في المياه العميقة، على سترة منفردة، لكن في المياه الضحلة قد يكون من الأرخص والأكثر أماناً إقامة وحدات الحفر والإنتاج والإقامة (accommodation) على سترات مختلفة. في بعض المناطق، من المألوف وصل سترات بئر منفردة بأنابيب نفط تحت بحرية إلى منصّة معالجة مركزية (الشكل 11 ـ 32).



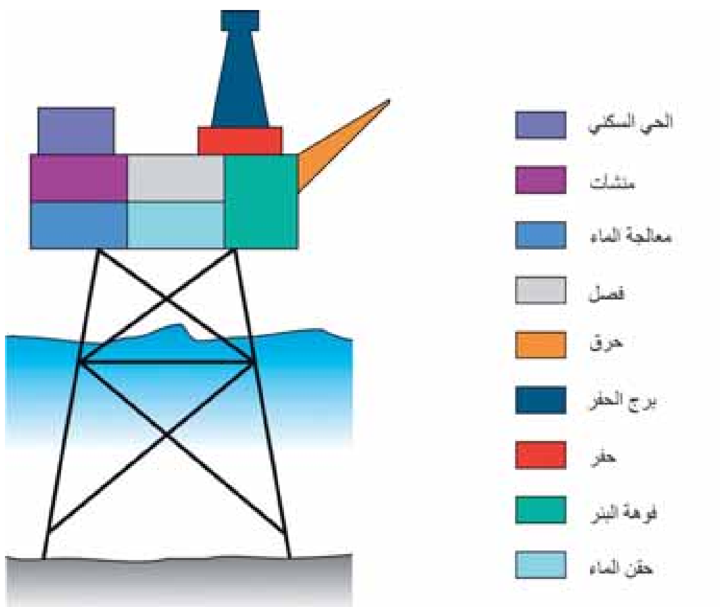
الشكل (11 ـ 32): منصّات الإنتاج الثابتة.

تبنى السترات الفولاذية من أنبوب فولاذي ملحوم. تصنع السترة على الشاطئ ثم تُعوَّم أفقياً على مركب وتوضع فوق الموقع. حالما توضع في المكان تُثبّت إلى قاع البحر بدعامات فولاذية. تقام الوحدات مسبقة الصنع الحاوية على

معدّات المعالجة والحفر ومعدّات أخرى (انظر الشكل 11 ـ 33) بواسطة مراكب رفع على سطح السترة، ويوصل كلُّ المُجَمّع ويفحص من قبل فرق مفوضة. قد تزن السترات الفولاذية 20000 طن أو أكثر وتدعم وزناً مماثلاً من المعدّات.

يمكن نشر الابنية الأسمنتية أو الفولاذية الثقلية في نفس أعماق المياه لمنصّات السترة الفولاذية. تعتمد المنصّات الثقلية عل الوزن لتأمينها على قاع البحر، مما يزيل الحاجة إلى تدعيمها في البحار الصعبة. تبنى المباني الأسمنتية الثقلية (وهي الأكثر شيوعاً) من صهاريج حصوية ضخمة تحيط بأقدام إسمنتية مجوفة. يمكن أن تُعَوّم في مكانها بدون مركب وتغمر عندما تصل الموقع بملء الخزّانات الحصوية بالماء. مثلاً، تزن منصّة موبيل هيبرنيا (Mobile Hibernia Platform) (مقابل شاطئ كندا) 450000 طناً، وقد صُممت وبُنيت لتقاوم صدم جبل جليدي!

يمكن استخدام أقدام المنصّة كخزّانات استقرار أو منشآت تخزين مؤقتة للنفط الخام، حيث يصدر النفط بواسطة ناقلات النفط، أو للسماح باستمرار الإنتاج في حال إغلاق أنبوب النفط. تزن منصّة برينت دي (Brent D) في بحر الشمال 200000 طناً ويمكنها تخزين أكثر من مليون برميل من النفط.



الشكل (11 ـ 33): منصّة سترة فولاذية.

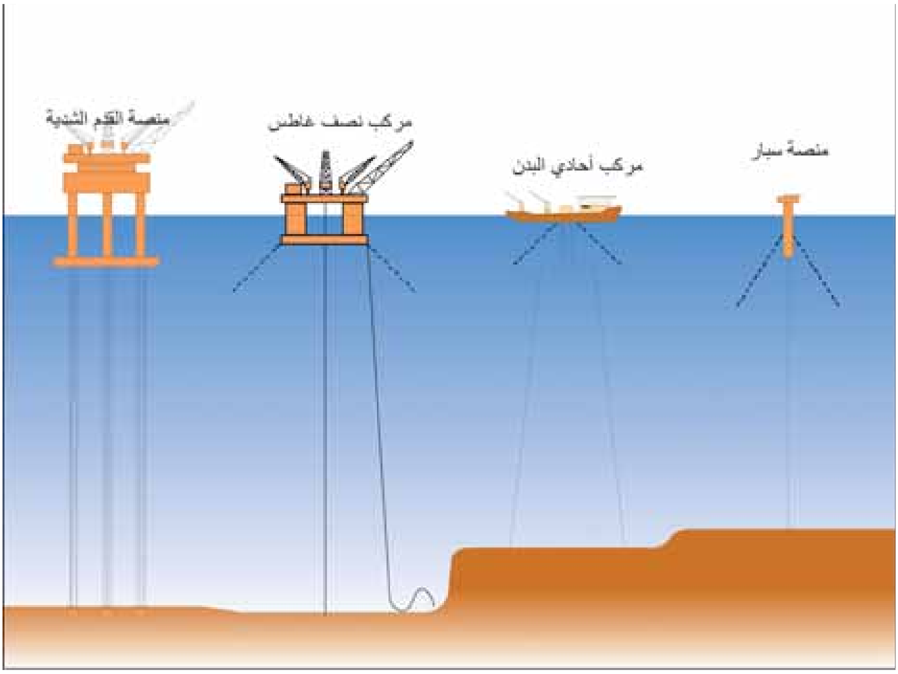
تقام وحدات السطح العلوي (topside modules) إما بمراكب رفع (lift barges)، أو يمكن وضعها قبل تعويم المنصّة.

تستخدم منصّات القدم الشدية TLPs بشكل رئيس في المياه العميقة، حيث تكون المنصّات الصلبة عرضة لضغوط الالتواء ومكلفة جداً للإنشاء. إن منصّة القدم الشدية شبيهة إلى حد ما ببرج حفر نصف ـ غاطس، مقيدة إلى قاع البحر بأقدام متمفصلة مشدودة. وتتمّ المحافظة على الضغط بجذب المنصّة العائمة إلى البحر تحت مستوى إزاحتها الطبيعية. الأقدام مربوطة بإحكام إلى عارضة أو مرساة مقامة على قاع البحر.

أصبحت منظومات الإنتاج العائمة أكثر شيوعاً كوسيلة لتطوير الحقول الأصغر، التي لا يمكنها دعم كلفة منصّة دائمة ومن أجل تطوير المياه العميقة. تم تحويل السفن وأبراج الحفر نصف العائمة أو بنيت بالتوصية، لدعم منشآت الإنتاج التي يمكن نقلها من حقل إلى حقل مع استنزاف الاحتياطي. كانت منشآت الإنتاج في البداية محدودة أكثر مقارنةً بالمنصّات الثابتة، مع أن التوليد اللاحق لمنظومات الإنتاج العائمة لديه إمكانية التعامل مع دفق إنتاج متغيّر أكثر، وإضافة إلى ذلك يزود بالتخزين والتفريغ للخام، ولذا يشار إليها بإنتاج وتخزين وتفريغ عائم. يمكن للمراكب الجديدة تقديم كافة الخدمات المتوفرة على المنصّات المتكاملة، وخاصة الفصل ثلاثي الطور، الرفع بالغاز، معالجة الماء والحقن.

يجب تصميم منصّة إنتاج وتخزين وتفريغ عائم (FPSOS) بشكل ـ السفينة وتدور كدليل اتجاه الريح (weather wane)، أي لديها القابلية لتدور باتجاه الريح أو التيار. يتطلب هذا منظومة إرساء معقدة، ويجب أن تكون الوصلات مع فوهات الآبار قادرة على احتواء الحركة. يمكن أن تكون منظومات الإرساء من خلال عوامة منفردة، أو في مراكب جديدة مصممة للبيئات القاسية في بحر الشمال، من خلال برج داخلي أو خارجي (الشكل 11 ـ 34).

إن الوظيفة النمطية لمنصّة FPSOS هي تخزين وتفريغ 100000 برميل باليوم، مع سعة تخزين تصل 800000 bbls. مع ذلك، يوجد في عمليات تطوير المياه العميقة الحالية في غرب أفريقية بعض منصّات إنتاج عائم، لها قدرة تخزين وتفريغ تساوي ضعف هذه السعة.



الشكل (11 ـ 34): منظومات الإنتاج العائم.

استخدمت القطع البحرية نصف الغاطسة (semi-submersible vessels) لسنوات عديدة كمنظومات إنتاج عائمة، تشمل الأمثلة أرجيل (Argyll) (مهجورة الآن)، وبوشان (Buchan)، وبالمورال (Balmoral)، وفيسلافريك (Veslefrikk) في بحر الشمال، وأحدث من ذلك ماد دوغ (Mad Dog)، وثندر هورس (Thunder Horse) (في أكثر من 1800 متر من الماء) في خليج المكسيك. في البرازيل، تستخدم حقول كامبوس ورونكادور (Campos and Roncador Fields) نصف غاطسة في 930 و1360 متراً على التوالي.

قد تكون القطع البحرية نصف الغاطسة إما جديدة البناء، مثل بالمورال، أو برج حفر محول، مثلاً أرجيل وبوشان. يقدم التحويل احتمالاً لسبق زمني قصير، لكن قد يحدد السعة الوزنية للسطح مقارنة بتلك الحديثة البناء مثل ثندر هورس. يمكن أن تبنى القطع نصف الغاطسة الجديدة بشكل كبير جداً وتصمم لاحتواء أحمال على ظهرها كبيرة جداً، وتدعم بمواسير فولاذية ثقيلة (أحد أسباب اختيار هذا المفهوم في صالح SPAR لثندر هورس).

استخدمت منصّات SPAR أولاً كمفهوم من قبل شل (Shell)، عندما

استخدمت كمنشأة تخزين لحقل برينت (Brent Field) في بحر الشمال. لم يكن بها منشآت إنتاج، إنما أقيمت ببساطة للتخزين والتحميل البحري (انظر الشكل 11 ـ 43). مؤخراً، دمج في بنية SPAR الحفر والإنتاج والتخزين، ومنشآت التحميل البحري كخيار تطوير متكامل. أمثلة على تطويرات سبار شملت جينيسس (Genesis)، ونبتيون (Neptune)، وهوفر (Hoover) وحقول ديفلز تاور (Devils Tower Fields) في خليج المكسيك، وقد أقيم الأخير في عمق مياه 1710 أمتار. كانت منصّات SPAR أكثر شيوعاً في خليج المكسيك من أي مكان آخر، لأنه حتى عام 2006 لم تمنح السلطات الأمريكية ترخيصاً لمنصّات إنتاج وتخزين وتفريغ عائم في مياه الخليج بسبب الاهتمامات البيئية المرافقة لهذه المنظومات.

يمكن لـ SPAR دعم أشجار جافة، وتسمح بالدخول التقليدي لآبار التطوير. من السهل نسبياً أيضاً ربط آبار إضافية لـ SPAR خلال فترة عملها. مع ذلك، إن حجم حجرات التعويم المطلوبة لدعم وشد مواسير فولاذية صلبة، تضع حالياً قيوداً عملية على عمق الماء الذي يمكن تطبيق هذا المفهوم فيه. ومثل كل منظومات «الشجرة الجافة» العائمة، تتطلب أيضاً الحركة النسبية بين المواسير الصاعدة وسطح الـ SPAR وصلات عابرة «(jumpers)» مرنة يمكنها أن تحدد التطبيق في بيئات الخزّان عالية الحرارة. من الممكن في المستقبل، مع تقنية أشجار تحت البحر والمواسير الصاعدة، نشر الـ SPAR في عمق مياه يصل إلى 3000 متر.

إن منظومات الإنتاج تحت البحر (subsea production systems) هي خيار تطوير بديل للحقول البحرية (offshore). وكثيراً ما تكون وسيلة تخفيض كلفة كبيرة لاستثمار الحقول الصغيرة القريبة من بنية تحتية موجودة سابقاً، مثل منصّات إنتاج وأنابيب نفط. ويمكن أن تستخدم أيضاً بالاتحاد مع منظومات إنتاج عائمة.

من الناحية النمطية، قد يتألف تطوير حقل تحت بحري أو تطوير تابع تحت بحري (subsea satellite development) من تجمع من أشجار تحت بحرية خاصة واقعة على قاع البحر مع نقل الموائع المنتجة إلى منشأة مضيفة. يمكن تزويد حقن الماء، وكذلك الرفع بالغاز، من المنشأة المضيفة. يمكن المحافظة على التحكم بالمنشآت تحت البحرية من المنشأة المضيفة من خلال كبلات تحكم (umbilicals) وأجهزة تحكم تحت بحري.

تؤدي منظومات الإنتاج تحت البحري إلى توفير كبير بالطاقة البشرية لأنها منشآت غير مأهولة. مع ذلك، قد تخضع هذه المنظومات إلى مصاريف تشغيل

عالية جداً من ناحية خدمة البئر والتدخل تحت البحري، لأنه يجب تعبئة مراكب غالية لإنجاز العمل، هذا ويتوقع أن تنخفض مصاريف التشغيل OPEX كلما أصبحت المنظومات تحت البحرية أكثر موثوقية.

في عام 1986 عندما تدهورت أسعار النفط إلى 10 دولارات للبرميل، بدأ أصحاب القرار الإداري النظر بصعوبة إلى متطلبات التطوير البحري، وتحولوا إلى خطوط نحيلة غير مألوفة ومنصّات مختصرة المنشآت. وقد أمّن الإنفاق المنخفض لرأس المال وقدرات الإنتاج المبكر، مقرونين بالمرونة المضافة، بأن كل الشركات تعتبر الآن المنظومات تحت البحرية كخيار هام لتطوير الحقل. ومع أن الاهتمام والاستثمار في المنظومات تحت البحرية قد ازداد بشكل مثير، ما زال على المنظومات تحت البحرية أن تتنافس مع الجيل الجديد من المنصّات، التي أصبحت أخف وأرخص.

في المناطق الناضجة، تحول التركيز نحو تطوير حقول أصغر كثيراً، بالاستفادة من البنية التحتية القائمة. وإن هذا بالاتحاد مع تقنية الإكمال تحت البحري المتقدمة وإدخال معدّات إنتاج جديدة، قد حرض إلى حد كبير تطبيق التقنية تحت البحرية.

11 ـ 2 ـ 4 **الآبار التابعة، القوالب والمتشعبات** Satellite wells, templates and manifolds

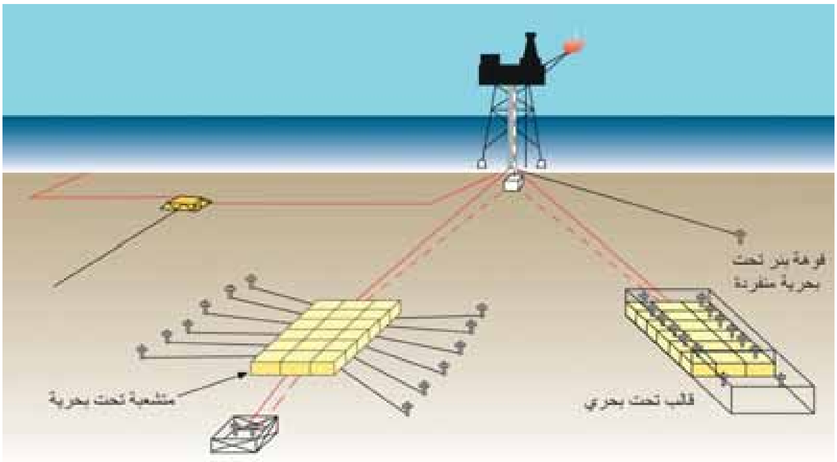
استخدمت أنواع متعددة من منظومات الإنتاج، وقد برهنت على براعتها وخصوصيتها في كل من الحقول الرئيسية والجانبية في العالم. صورت هذه في الشكل (11 ـ 35).

إن التابع تحت البحري الأكثر أساسية هو فوهة بئر تحت بحرية منفردة (single subsea wellhead) مع شجرة تحت بحرية، متصلة مع منشأة إنتاج بسلسلة من أنابيب النفط وكبلات التحكم. يوضع جهاز التحكم عادة على الشجرة تحت البحرية، مما يسمح لمنصّة الإنتاج أن تدير عن بعد المنشأة تحت البحرية من خلال صمّاماتها وصمّامات الخنق (الشكل 11 ـ 36).

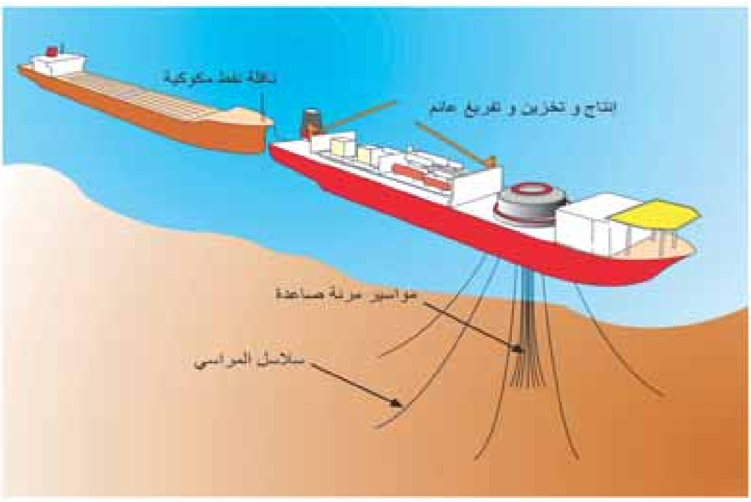
تُستخدم هذه التوابع المنفردة عادة لتطوير الخزّانات الصغيرة القريبة من الحقول الكبيرة. تستخدم كذلك لتقديم إنتاج إضافي من، أو دعم حقن ماء محيطي لحقل لم يغطى كفاية من حفر آبار بعيدة المدى من المنصّة.

يمكن تحويل بئر استكشافية أو تقييمية، إذا كانت ناجحة، إلى بئر تحت بحرية منتجة إذا تم اكتشاف الهيدروكربون. في هذه الحالة يجب أن يسمح التصميم الأولي للبئر لأي تحويل مقترح.

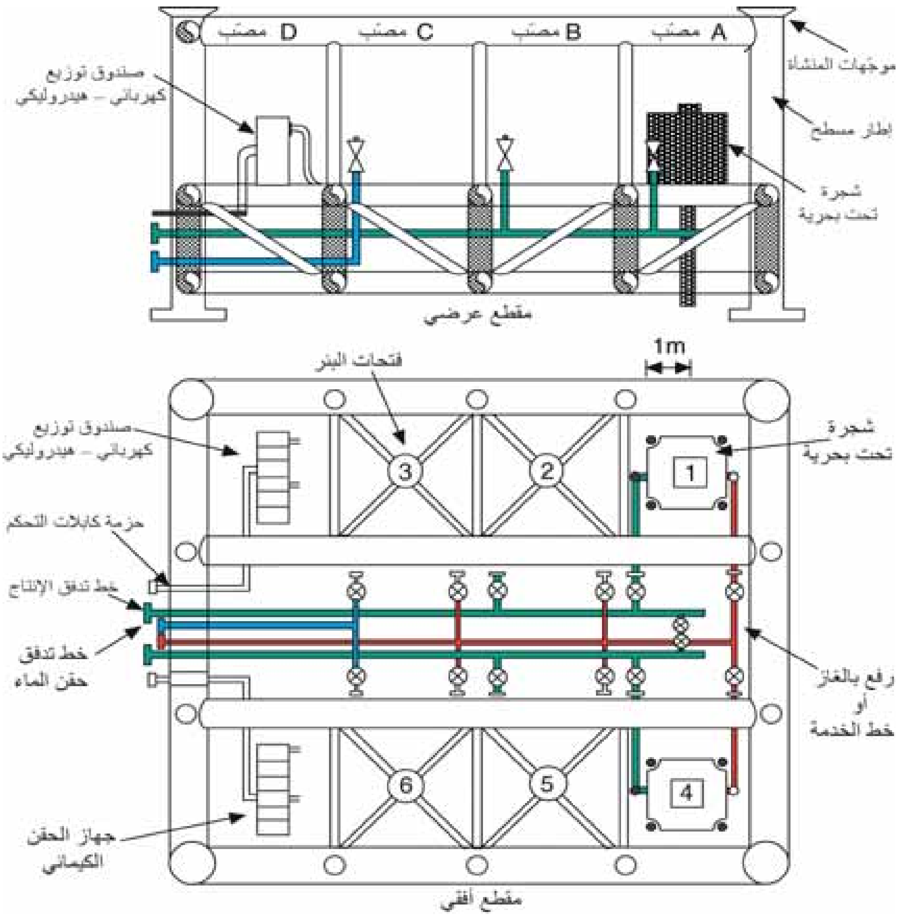
على العموم ينصح أن يستعمل قالب (template) الإنتاج تحت البحري لستة آبار أو أكثر. يستعمل عادة عندما يكون لدى العامل فكرة جيدة عن عدد الآبار التي ستحفر في موقع ما. كل المنشآت تحت البحرية محتواة في بنية واحدة محمية (الشكل 11 ـ 37).



الشكل (11 ـ 35)**: خيارات نمطية لتطوير حقل تحت بحري ـ مرتبطة بمنشأة مضيفة.**



الشكل (11 ـ 36)**: منصّة إنتاج وتخزين وتفريغ عائم مع تحميل بحري إلى ناقلة نفط مكوكية.**



الشكل (11 ـ 37): قالب إنتاج تحت بحري بسيط.

تصنع القوالب من أجزاء أنبوبية كبيرة مدمجة في مَجْمَع (receptacle) لكلّ بئر بالإضافة إلى منظومة تسوية (leveling system) بثلاث أو أربع نقاط. ينجز توجيه معدّات الحفر من خلال استعمال مواقع توجيه متكاملة أو بنيات توجيه قابلة للاستعادة. من الممكن وضع جزء من القالب فوق آبار إنتاج موجودة وربطها إفرادياً إلى منشآت قالب الإنتاج.

سيبنى القالب ويعد في حوض تصنيع (fabrication yard) ثم ينقل بحرياً إلى موقع الحفر. ينزل القالب إلى قاع البحر باستخدام سفينة ونش رافعة أو ينزل، إذا كان صغيراً، تحت برج حفر نصف ـ غاطس. تغرز ركائز في قاع البحر لتثبيت القالب في مكانه قبل حفر أول بئر.

عندما تحفر البئر الأولى بربط القالب إلى المنشأة المضيفة بخطوط تدفق، وكبلات تحكم ومواسير صاعدة. من الناحية النمطية، يمدد كبل تحكم بحبل الحقن الكيميائي (chemical injection umbilical) إلى القالب أو المنشأة تحت البحرية ويوصل إلى موزعة متشعبة.

يبدأ الإنتاج حالما يبدأ تشغيل الشجرة تحت البحرية على البئر الأولى. يتحرك برج الحفر إلى ثقب قالب آخر ويبدأ حفر البئر التالي.

إذا طُلب تجمع أو أكثر من الآبار المنفردة، يمكن عندها نشر منظومة متشعبة تحت بحرية (underwater manifold system) واستخدامها كنقطة بؤرية تحت بحرية لوصل كل بئر. تقع الشجرة تحت البحرية على قاع البئر وتربط إلى المتشعبة الرئيسية بواسطة خطوط تدفق تحت بحرية.

يتطلب مجموعة واحدة من أنابيب النفط وكبلات التحكم (كما مع القالب) من المتشعبة إلى المحطّة المضيفة، لتوفير المصاريف غير الضرورية. توفر المتشعبات تحت المائية مقداراً كبيراً من المرونة في تطوير الحقل، ويمكن أن تكون خافضة جداً للتكاليف.

من الناحية النمطية، المتشعبة (manifold) هي بنية فولاذية مسطحة (مشابهة للقالب) ومتصلة بسلسلة من الصمّامات وصمّامات الخنق التي تُشَغّل عن بعد. من المعتاد أن تثبت منظومات تحكم بشجرة تحت بحرية على المتشعبة وليس على الفروع المنفردة. يكون للمتشعبة المعقدة عموماً، أجهزة تحكم تحت بحرية مخصصة (للتحكم بصمّامات المتشعبة ومراقبة حساسات خط التدفق).

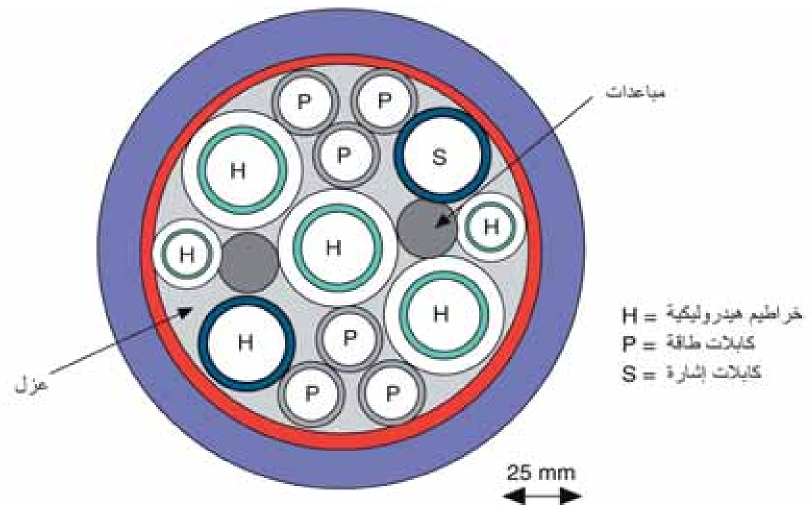
11 ـ 2 ـ 5 **منظومات التحكم** Control systems

بما أن منظومة الإنتاج تحت البحري بعيدة عن منشأة الإنتاج المضيفة، لذا لا بدّ من تواجد منظومة ما في مكان يسمح للمستخدمين على المنشأة المضيفة بالتحكم ومراقبة إدارة المنظومة تحت البحرية غير المأهولة.

يتم التحكم بالأشجار تحت البحرية الحديثة والمتشعبات عادة بواسطة منظومة كهرو ـ هيدروليكية (electro-hydraulic system). تستخدم الكهرباء لإدارة منظومة التحكم وللسماح بنقل الإشارات والتواصل بين السطح وتحت البحر. ستتضمن الإشارات المرسلة إلى السطح، مثلاً، حالة الصمّام تحت

البحري وخرج حساسات الضغط/ الحرارة. يستخدم الهيدروليك لتشغيل الصمّامات الموجودة على المنشأة تحت البحرية (أي الشجرة تحت البحرية وصمّامات المتشعب). تدار معظم الصمّامات تحت البحرية بوحدات تشغيل محركة هيدروليكياً مثبتة على جسم الصمّام.

ترسل، بواسطة المنظومة الكهرو ـ الهيدروليكية، الإشارات والطاقة والتزويد الهيدروليكي من محطّة تحكم رئيسية (master control station) (أو MCS) موجودة على المنشأة المضيفة إلى الأسفل بواسطة كبلات تحكم (الشكل 11 ـ 38) لصناديق وصل (junction boxes) منفردة موجودة على قاع البحر أو بنية تحت بحرية.

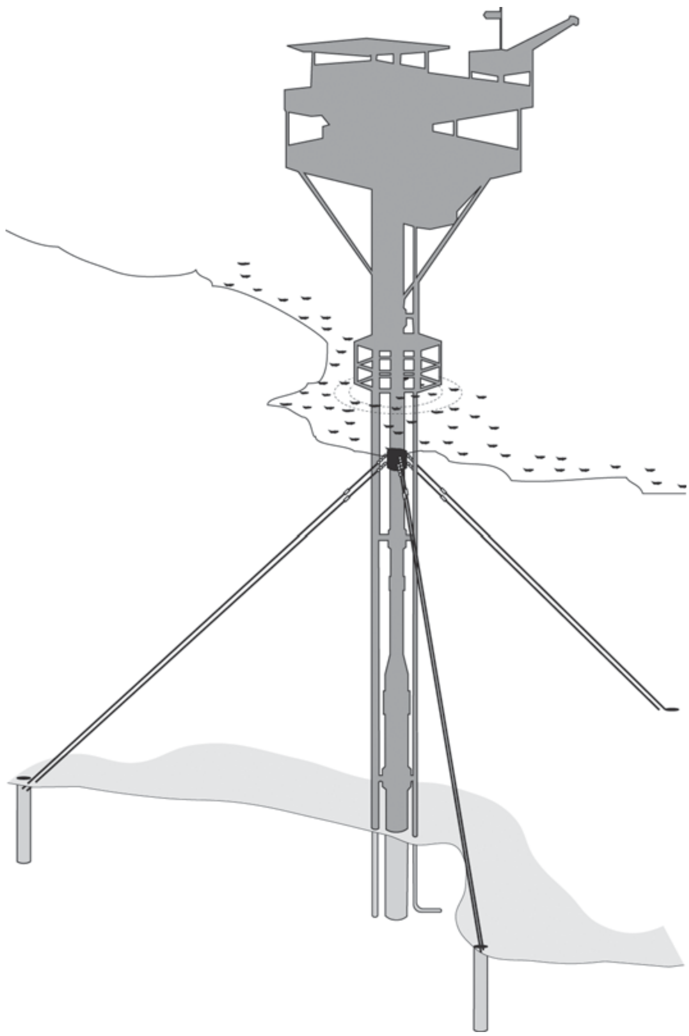


الشكل (11 ـ 38): **حزمة كبلات تحكم كهرو ـ هيدروليكية.**

تسمح محطّة التحكم الرئيسية للعامل بفتح وإغلاق كافة صمّامات المنظومة المدارة عن بعد، بما فيها الشجرة وصمّامات المتشعبة وصمّام أمان داخل البئر.

تسمح الحساسات على الشجرة لجهاز التحكم بإرسال بيانات مثل ضغط رأس الأنبوب، ودرجة حرارة رأس الأنبوب، وضغط الحلقة، ووضع صمّام خنق الإنتاج. يستقبل أيضاً جهاز التحكم البيانات المرسلة من مقياس أسفل البئر. ومع المنظومات تحت البحرية الحالية، يسجل المزيد والمزيد من البيانات

التي ترسل إلى المنشأة المضيفة. يسمح هذا لكادر العمليات بالمراقبة المستمرة لإنجاز المنظومة تحت البحرية.



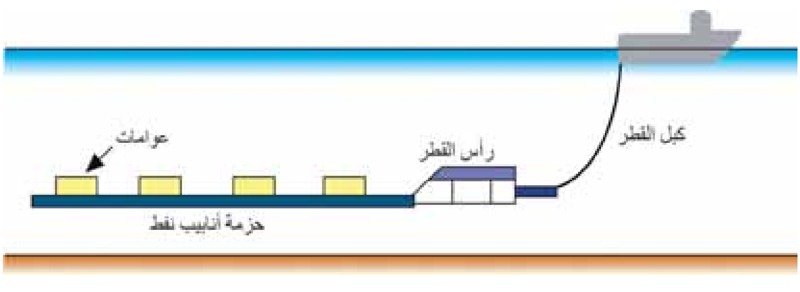
الشكل (11 ـ 39): **منظومة أحادية القدم.**

يتطلب الضغط لتسريع النفط الأول ولتخفيض تكاليف التطوير، باستمرار تطبيق ابتكارات الهندسة البحرية. قاد هذا لتطوير منشآت أصغر، مثل أحادية القدم (monopods) والمنظومات ذات العلاقة. وبدلاً من السترات متعددة

الأقدام، تتألف أحادية القدم من عمود منفرد مركزي، هو حجرة حماية البئر. تنزل حجرة حماية البئر إلى قاع البحر وتثبت في مكانها بكابلات راسية على قاع البحر. يمكن للمنظومة أن تتسع لستة آبار داخلياً وخارجياً من الحجرة، ويمكن أن تحمل منشآت إنتاج أساسية. الفائدة الرئيسية لهذا المبدأ الابتكاري هي تكاليف البناء المنخفضة وحقيقة أن تركيبه يمكن أن يتم بواسطة برج الحفر (drilling rig)، ومركب دعم الغطاس (Diver Support Vessel (DSV)) وزورق قطر، وبفترة ثلاثة أشهر. كان هنالك قلق بشأن استقرار أحادية القدم، إلا أن عدداً من هذه التجهيزات في خليج المكسيك، وبعيداً عن شاطئ أستراليا تعرضت لأعاصير بدون أن يصيبها عطل كبير. إن عمق الماء هو عامل مُقَيّد للمنظومة (حالياً حوالى 300 قدم) (الشكل 11 ـ 39).

11 ـ 2 ـ 5 ـ 1 **منظومات الإخلاء البحرية** Offshore evacuation systems

يتم إخلاء النفط الخام والغاز من المنصّات البحرية بواسطة أنابيب نفط أو بدلاً من ذلك، في حال النفط، بواسطة ناقلات نفط. النقل بالأنابيب هي الوسيلة الأكثر شيوعاً لإخلاء الهيدروكربون، وخصوصاً عندما يتعلق الموضوع بكميات كبيرة. مع أن أنبوب النفط يمكن أن يبدو جزءاً أساسياً من المعدّات، فالفشل بتصميم خط مناسب للقدرة، أو لتحمل ظروف التشغيل على مدى عُمْر الحقل، قد يبدو مكلفاً جداً فيما يتعلق بتأخير إنتاج النفط.



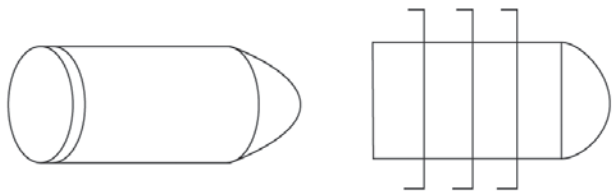
الشكل (11 ـ 40): **قطر أنبوب نفط.**

تُمدد أنابيب النفط الطويلة عادة باستخدام سفينة مد أنابيب يتم عليها لحام الوصلات كل واحدة على حدة، بينما ينزل الأنبوب في البحر. كثيراً ما تطمر الأنابيب لحمايتها ولأن نسبة كبيرة من إخفاقات أنابيب النفط تنتج من صدمات

خارجية. وبالنسبة إلى الأطوال القصيرة، خاصة خطوط ضمن ـ الحقل، يمكن بناء الأنبوب على الشاطئ إما كخط منفرد أو كحزمة. وحالما يبنى الأنبوب يقطر إلى البحر ويوضع حسب الطلب. أصبح من الشائع دمج وصلات أنابيب في رأس القطر، بهدف الحماية وسهولة القطر.

تنظف أنابيب النفط وتعاين بواسطة الفراجين الدوّارة «(pigs)». للفراجين الدوّارة جسم فولاذي مجهز بكؤوس مطاطية وفراشي ومكاشط لإزالة ترسبات الشمع والصدأ من أعلى جدار الأنبوب، حينما يضخ الفرجون على طول الأنبوب. ترسل أحياناً فراجين كروية لفصل المنتج أو للتحكم بتأخير المائع. قد تحتاج الأنابيب في الحقل، التي تتعامل مع الخام غير المعالج، إلى العزل لمنع تشكّل الشمع (الشكل 11 ـ 41).

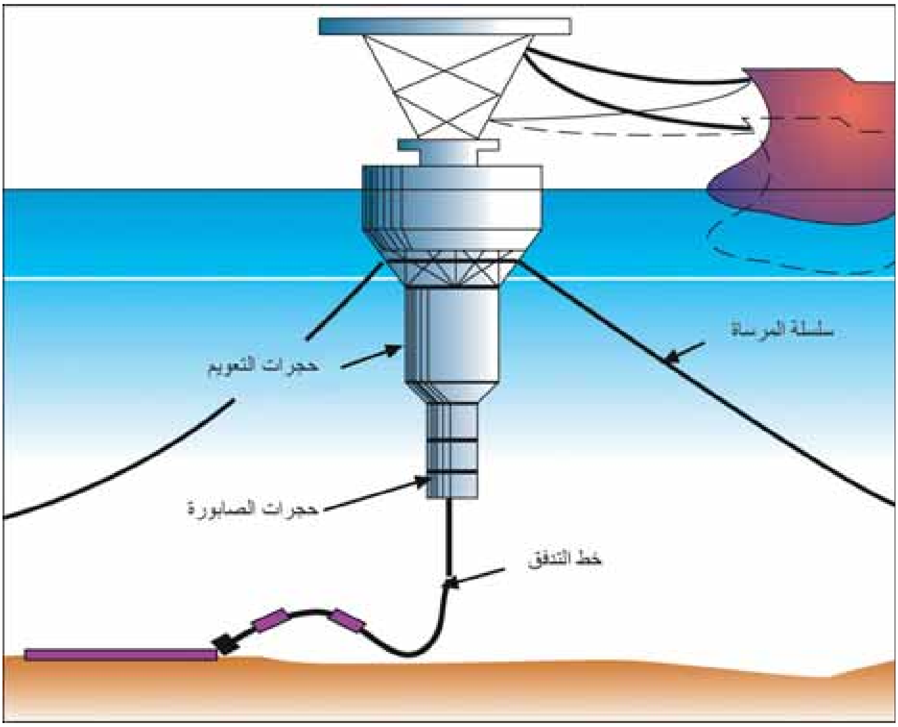
يعطى في السنوات الحالية المزيد من الانتباه لعزل الأنابيب، بعد أمثلة سبّبت فيها محتويات أنابيب النفط حرائق منصّة، مُضيفَة إلى ضرر وفقدان عُمْر تشغيل كبير. العديد من أنابيب نفط التصدير أو الحقل مجهزة حالياً بصمّامات إغلاق في حالة الطوارئ ((Emergency Shutdown Valves (ESDV) قريبة من منصّة الإنتاج، وذلك لعزل الأنبوب في حال الطوارئ.



الشكل (11 ـ 41): فراجين من نوع رغوة وكأس.

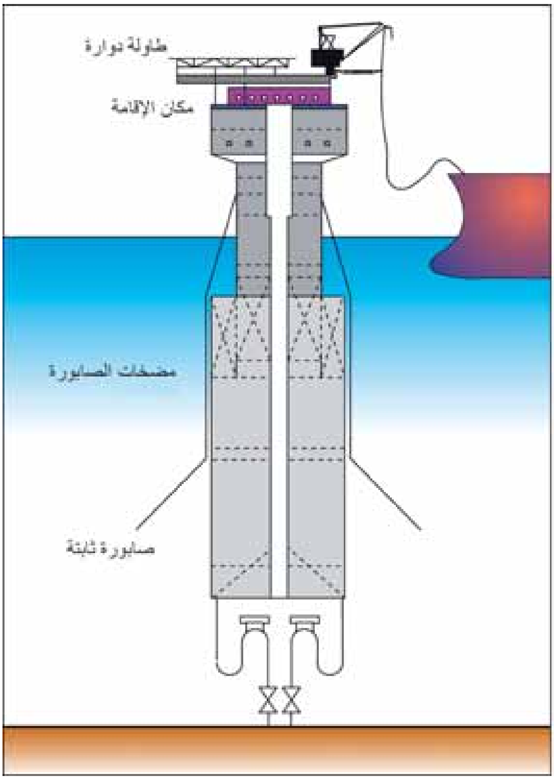
11 ـ 2 ـ 5 ـ 2 **التحميل البحري** Offshore loading

تستخدم ناقلات النفط، في المناطق التي تجعل تضاريس قاع البحرأنبوب النفط قابلاً للعطب، أو حيث لا يمكن تبرير تمديد أنابيب النفط من ناحية اقتصادية، تستخدم لذلك ناقلات نفط لتخزين وإخلاء الخام من مراكز الإنتاج. إن أبسط طريقة للإخلاء هي بضخ الخام المثبت من منشأة المعالجة مباشرة إلى ناقلة النفط (الشكل 11 ـ 42).



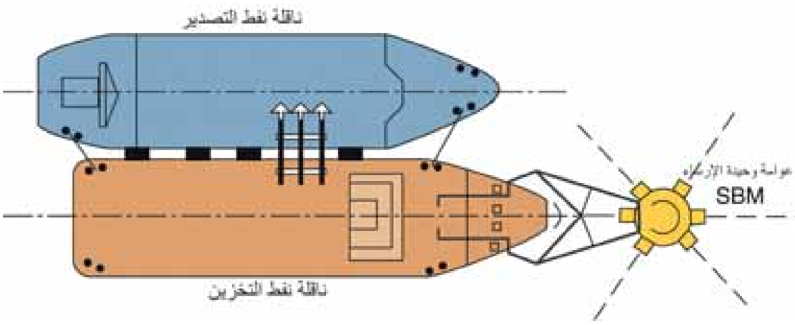
الشكل (11 ـ 42)**: عوامة وحيدة الإرساء** (SBM).

يجري التحميل من خلال عوامة وحيدة الإرساء (Single Beoy mooring (SBM)) التي يمكن أن تربط إليها ناقلة النفط، والدوران حولها للتكيف مع ظروف الطقس السائدة. لا تملك العوامة وحيدة الإرساء منشأة تخزين، لكن إذا توفرت منشأة إنتاج بقدرة تخزين كافية لمتابعة الإنتاج فيما تقوم ناقلة النفط بجولة تفريغ مكوكية، عندئذ يتطلب وجود ناقلة نفط واحدة فقط. طور، في بعض المناطق خيار العوامة وحيدة الإرساء (SBM) لتتضمن منشآت تخزين، مثل محطّة تخزين طرفية من نوع SPAR المستخدمة في بحر الشمال. يمكن لهذه المنظومات تلقي الخام من عدد من مراكز الإنتاج والعمل كنقط تحميل مركزية (الشكل 11 ـ 43).



الشكل (11 ـ 43): محطّة تخزين طرفية من نوع سبار SPAR.

هذا وتستخدم، في بعض الحالات، ناقلتا نفط تُحملان وتنقلان إما بالتناوب أو باستخدام ناقلة واحدة تعمل كمنشأة تخزين عائمة، والثانية تنتقل من وإلى محطّة طرفية شاطئية (الشكل 11 ـ 44).



الشكل (11 ـ 44): ناقلتا نفط للخزن والتصدير.

الفصل الثاني عشر

عمليات التشغيل والصيانة

Production Operations and Maintenance

مقدّمة والتطبيق التجاري: من المهم، خلال طور التخطيط لتطوير مشروع، تحديد كيف سينتج الحقل ويُشّغل وكيف ستصان المنشآت. وإن الأجوبة تؤثر في هذه الأسئلة على تصميم المنشآت. قد يستغرق تصميم التطوير النمطي وتنفيذ المشروع من 5 إلى 6 سنوات، لكن عُمْر إنتاج الحقل النمطي قد يستغرق 25 سنة. ولأن المنشآت ستحتاج إلى التشغيل ومواجهة مصاريف التشغيل (OPEX) لخمس وعشرين سنة، يجب أن تكون صيغة الإنتاج والصيانة جزءاً متكاملاً من تصميم المنشأة. يضع الشكل (12 ـ 1) فترة التشغيل في المنظور.

إن فروع المعرفة التي تتعامل مع أطوار تخطيط التطوير والتصميم والبناء هي هندسة الآبار وهندسة المنشآت، بينما تدار عمليات الإنتاج والصيانة من قبل مجموعة منفصلة. إن الدخل المبكر في خطة تطوير الحقل (FDP) من فرقة عمليات الإنتاج والصيانة أمر جوهري لضمان أخذ طور الإنتاج والصيانة بعين الاعتبار في تصميم المنشآت.

من المحتمل أن تفوق، على امتداد عُمْر الحقل، مصاريف التشغيل غير الداخلة في الحسبان (OPEX) نفقات رأس المال (CAPEX). لذلك، من المهم التحكم وتخفيض مصاريف التشغيل في مرحلة تصميم المشروع، وكذلك أثناء فترة الإنتاج.

ستطور فرقة التشغيل أهدافاً عامة للتشغيل والصيانة (general operating and

(maintenance objectives للمنشآت التي ستوجّه نوعية المنتج، الكلفة، السلامة والممائع البيئية. ويجب أن يعيّن في مستوى أكثر تفصيلاً من خطة تطوير الحقل لحقل ما، صيغة التشغيل والصيانة (mode of operations and maintenance). ستناقش كلٌّ من هذه المواصفات في هذه الفقرة التي ستركز على دخل دائرتي عمليات الإنتاج والصيانة لخطة تطوير الحقل. ستناقش إدارة الحقل أثناء فترة الإنتاج في الفصل السادس عشر.



الشكل (12 ـ 1): **طورا التشغيل والتطوير في المنظور الزمني.**

12 ـ 1 أهداف التشغيل والصيانة Operating and maintenance objectives

ستطور فرقة عمليات الإنتاج والصيانة مجموعة من أهداف التشغيل والصيانة للمشروع. وسيكون هذا مرشداً عند تعيين بنود ومنظومات أسلوب التشغيل وصيانة المعدّات، وسوف تتضمن عناصر لـ:

- أهداف تجارية
- مسؤوليات أمام الزبون
- السلامة الصحية ومنظومات الإدارة البيئية
- إدارة الخزّان
- نوعية المنتج وتوفره
- التحكم بالكلفة

قد يتضمن مثال لأهداف التشغيل والصيانة عبارات تغطي مبادئ تقنية وتجارية وبيئية، مثل:

- مواجهة أهداف الشركة، مثل الوصول بالاستعادة الاقتصادية للهيدروكربون إلى الحد الأعظمي.
- التأكد من توصيل كميات الهيدروكربون المتفق عليها إلى الزبون في الوقت المناسب، وبالمواصفات المتفق عليها وبطريقة سليمة.
- التأكد من أن زمن تشغيل المنشآت البحرية، لنقل 98٪ من المُنتج.
- تخفيض الكادر البشري في البحر إلى الحد الأدنى.
- تأمين بيئة عمل أمنة لكلّ الموظفين والمتعاقدين.
- إطاعة كل القوانين المحلية.
- قياس هيدروكربون التوزيع بدقة محددة.
- التزود بمستويات محددة من العمالة من المجتمع المحلي.

12 ـ 2 دخل عمليات الإنتاج لخطة تطوير الحقل Production operations input to the FDP

عند التحضير لخطة تطوير حقل ستنشغل دائرة عمليات الإنتاج في كيف سيُشَغّل الحقل، مع إشارة محددة إلى مناطق كتلك الظاهرة في الجدول (12 ـ 1).

ستشير الفقرة التالية إلى بعض الاعتبارات التي يجب تنفيذها في كلّ منطقة.

الجدول 12 ـ 1: التشغيل والصيانة في خطة تطوير الحقل

الإنتاج	مواصفات المنتج النوعية	
	الاتفاقات العقدية	
	الاستطاعة والمتاحة	
	عمليات متزامنة (مثلاً، حفر وإنتاج)	
	المراقبة والتحكم	
	الاختبار والقياس	
	المعايرة	
	الحرق والتنفيس	
	التخلص من النفايات	
	المنظومات النفعية	

يتبـــع

تابــع

الكادر البشري	عمليات مأهولة/ غير مأهولة
الإقامة	النقل والتموين
النقل	تزويد المواد
التخزين	الاتصالات
متطلبات العمليات	طرق الإخلاء في حال الطوارئ
التحكم بالكلفة	القياسات والتحكم بمصاريف التشغيل

12 ـ 2 ـ 1 الإنتاج Production

أحد أهم الأهداف لعمليات الإنتاج هو توصيل المنتج بالمعدل والنوعية المطلوبين. لذلك ستوجه مواصفات نوعية المنتج (product quality specification) وشروط العقد المتفق عليها (agreed contract terms) نشاطات دائرة عمليات الإنتاج، وستكون نقطة بداية لتحديد أسلوب التشغيل المفضل. يجب أن تذكر المواصفات، مثل توصيل الخام المثبت مع رسوبيات قاعدية وماء (BS&W) أقل من 0.5٪، وملوحة $70g/m^3$، والنقاط المالية (fiscalisation points) العقدية المتفق عليها (حيث يقاس الخام للأهداف المالية)، بوضوح في خطة تطوير الحقل. وتحدد في عقود بيع الغاز كمية الغاز المباع، على أن يجلب أي تقصير غرامة شديدة للمجهز. في هذه الحالة من الضروري أن يحدد أسلوب التشغيل المختار لضمان تحقيق العقد.

لا تقتصر نوعية المنتج على نوعية النفط والغاز، لكن على الموائع الفائضة أيضاً تحقيق المواصفات القانونية. فمثلاً، تطلب كثير من قوانين المناطق البحرية، أن تكون نسبة النفط في الماء الملقى في البحر أقل من 40 ppm (أجزاء بالمليون)، وفي بعض الحالات منع صرف الماء النفطي في البحر. يُسمح في المملكة المتحدة لمنصّات إنتاج النفط بحرق الغاز إلى حدود قانونية.

تحتاج استطاعة ومتاحية (capacity and availability) عناصر المعدّات في العملية إلى دراسة من قبل مهندسي المعالجة وفرقة عمليات الإنتاج خلال طور تصميم المشروع. ويجب تحقيق استطاعة ومتاحة (كما تم تعريفها في الفقرة (16-2) من الفصل السادس عشر) لتحقيق أهداف الإنتاج وإيفاء العقود. يصمم مهندسو المعالجة والمنشآت المعدّات لمجال من القدرات (إنتاجية أعظمية)،

لكن أسلوب التشغيل والصيانة، وكذلك إنجاز المعدّات يحدد التوفر (جزء الزمن الذي يشغله العنصر). إن التشاور مع مديري الإنتاج ضروري لتصميم أسلوب التشغيل الصحيح، ولتضمين الخبرة السابقة عند تقدير التوفر (المتاحية).

تشير العمليات التنافسية (concurrent operations) إلى إنجاز النشاطات المتزامنة للإنتاج والحفر، وبعض الأحيان الإنتاج والحفر والصيانة. ويختصر في بعض المناطق تزامن الإنتاج والحفر بـ (SIPROD). ومن الواضح أن المواضيع التي توجه قرار المدير فيما إذا كان سيجري (SIPROD) هي السلامة والكلفة. وأن إيقاف الإنتاج أثناء الحفر يقلل من تبعات حوادث الحفر مثل، الانفجار، لكنه سيعرض المشروع لفقدان العائدات.

قد تستخدم تقنيات تحليل االمخاطرة (risk analysis) للمساعدة في هذا القرار، وإذا تم اعتماد تزامن الإنتاج والحفر (SIPROD)، عندئذ يجب تحرير الإجراءات مع تعيين كيف يتم التشغيل في هذا الأسلوب. من الشائع عملياً (في عمليات الإنتاج) إيقاف الإنتاج في بئر عندما تكون عملية أخرى قيد التجهيز تقوم بالحفر نحو الأعلى أو نحو الأسفل، وذلك لتجنب التبعات الأكثر خطورة من سقوط حمل خلال حركة المعدّات. يستعمل تعبير آخر أكثر عمومية هو عمليات متزامنة (SIMOPS).

يتم إنجاز عمليات المراقبة والتحكم (monitoring and control) لسيرورة الإنتاج، بضم استخدام الآلات وتحكم المعدّات إضافة إلى التحكم اليدوي. هذا وإن الاختلاف في مستوى تعقيد المنظومات كبير جداً. فمثلاً، يمكن أن تتمّ مراقبة إنجاز بئر بطريقة بسيطة بإرسال عامل لتسجيل وكتابة تقرير حول ضغوط فوهات الآبار المنتجة على أساس يومي، أو في الناحية الأخرى باستخدام عميات مُدَارة بواسطة الكمبيوتر (computer assisted operations). حيث تستخدم منظومة تعمل عن بعد ومدارة بالكمبيوتر لتسجيل الإنتاج والتحكم به من بئر إلى أخرى من دون حضور جسدي على فوهة البئر.

تشمل العمليات المدارة بمساعدة الكمبيوتر تقنيات رقمية لدعم العمليات، ولأعمال تتراوح من جمع البيانات، باستخدام حاسبات يدوية وكمبيوترات شخصية إلى شبكات مدمجة للعمليات الذاتية لحقل. ويمكن في الحالة القصوى استخدام العمليات المدارة بواسطة الكمبيوتر لعمليات إنتاج بحري غير مأهولة كلياً، مع مراقبة وتحكم عن بعد من مواقع مقامة على الشاطئ. عند اعتبار

المتطلبات للعمليات في مرحلة خطة تطوير الحقل FDP، سيكون لتضمين العمليات المدارة بمساعدة الكمبيوتر وقع عظيم على أسلوب العمليات. ويمكن تطبيق العمليات المدارة بواسطة الكمبيوتر لإرسال التقارير والتصاميم والمحاكاة لحالات ممكنة، مما يقود إلى الوصول إلى إنجاز مثالي، وتحسين السلامة وحماية أفضل للبيئة.

بالتجهيز لمراقبة وتحكم أكثر دقة لعمليات الإنتاج، فقد برهنت العمليات المدارة بمساعدة الكمبيوتر على قدرتها في تقديم مساعدات مثل:

- زيادة معدلات الإنتاج (increased production rates): من خلال التحكم بالمنظومة لإنتاج قريب من حدود التصميم، وتخفيض مدة التوقف وإعطاء ملاحظات مبكرة عن المشاكل.

- تخفيض نفقات التشغيل OPEX: عند تقليل تكاليف الكادر البشري، وتخفيض تكاليف الصيانة نظراً إلى إشراف أفضل واستجابة أسرع وتخفيض تكاليف الوقود.

- تخفيض نفقات رأس المال CAPEX: بزيادة الإنتاجية، وتقليل سعة المنشآت، واختزال حيز المكاتب ومحلات الإقامة، وتخفيض تشغيل الآلات.

- زيادة الأمان (increased safety): بشر أقل في المناطق الخطرة، سواقة أقل، مراقبة أفضل للغازات السامة ومنظومات إنذار أفضل.

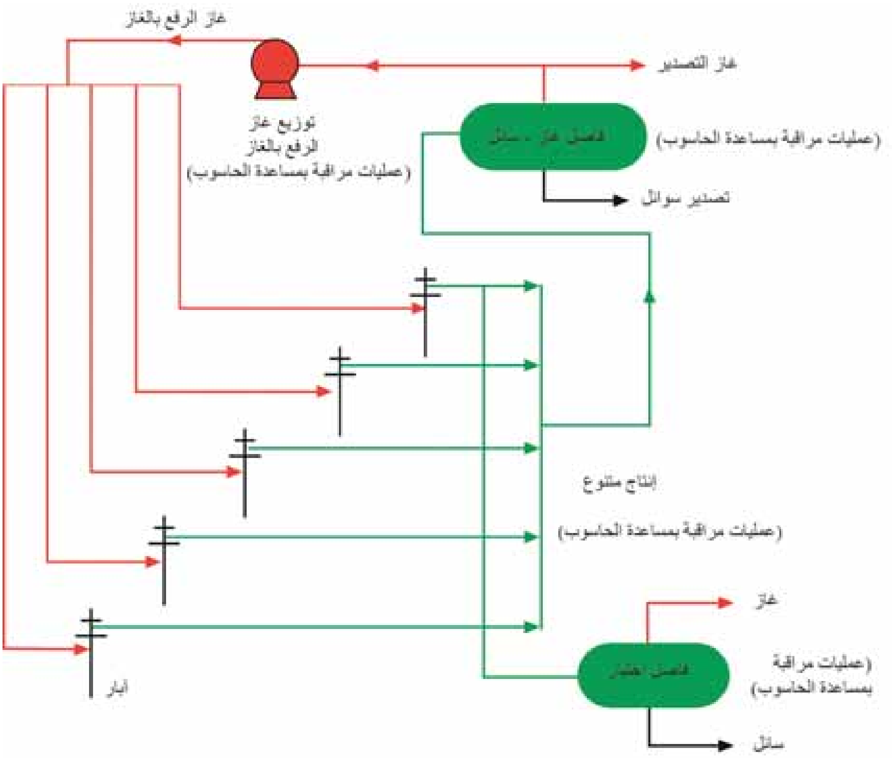
- تحسين الحماية البيئية (improved environmental protection): التحكم بالموائع الفائضة وتحرٍّ أفضل للتسرب.

- تحسين قاعدة المعلومات (improved database): بيانات تاريخية أكثر وأفضل تنظيماً، قدرة محاكاة، كتابة تقارير أفضل واستخدام التدريب للعاملين.

تعتمد كلفة تطبيق العمليات المدارة بمساعدة الكمبيوتر (CAO)، طبعاً، على المنظومة المُرَكّبة، لكن هذه على الأرجح تكون 1-5٪ من نفقات راس المال، بالنسبة إلى تطوير حقل جديد، بالإضافة إلى 1-5% من نفقات التشغيل السنوية.

كمثال على تطبيق عمليات مدارة بمساعدة الكمبيوتر (CAO) هو استخدامها للوصول إلى الحد الأمثل لتوزيع الغاز في منظومة الرفع بالغاز

(الشكل 12 ـ 2). سيكون لكلّ بئر درجة مثلى معيّنة (GLR) لنسبة الغاز إلى المائع، مما يزيد إلى الحد الأعظمي إنتاج النفط من البئر. يمكن أن تستخدم العمليات المدارة بمساعدة الكمبيوتر لتعيين التوزيع الأمثل لنسبة ثابتة من الغاز المضغوط، بين الآبار المرفوعة بالغاز، بهدف رفع الإنتاج الإجمالي من الحقل إلى الحد الأعظمي. يُزوَد مقياس معدل الإنتاج ونسبة الغاز إلى النفط GOR المنتجة في كل بئر (باستخدام فاصل الاختبار) منظومة عمليات مدارة بمساعدة الكمبيوتر بالمعلومات لحساب غاز الرفع المطلوب لكلّ بئر، ومن ثم توزيع غاز الرفع بالغاز المتوفر (مصدر محدود) بين الآبار المنتجة.



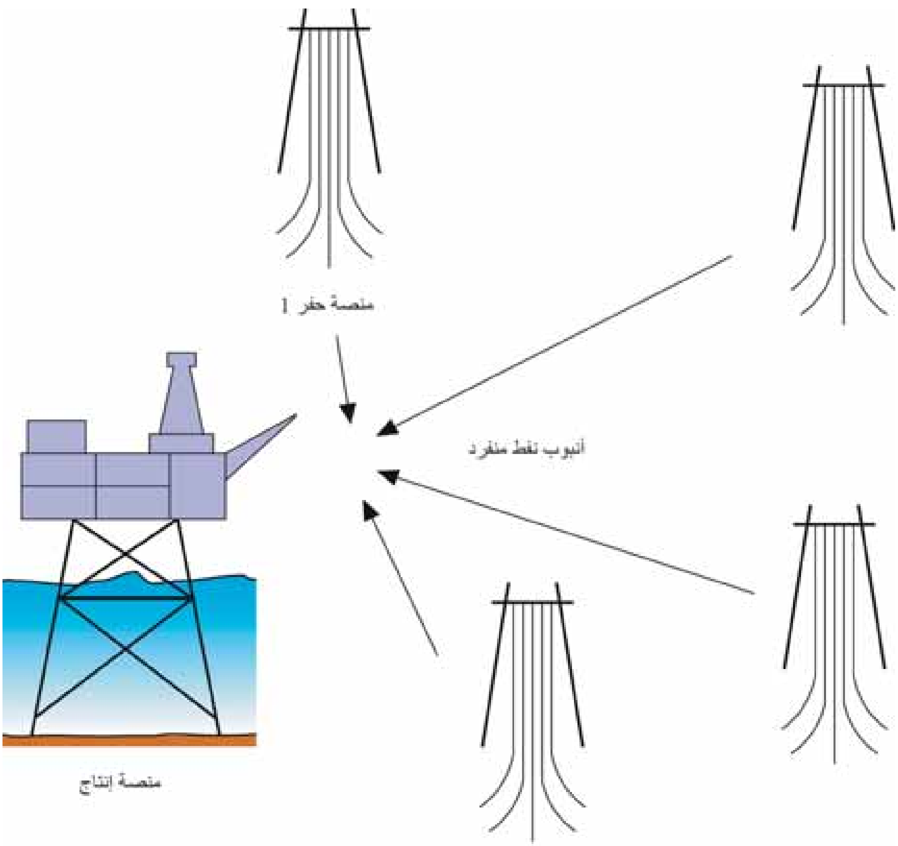
الشكل (12 ـ 2): استخدام العمليات المدارة بمساعدة الكمبيوتر في الوصول بالرفع بالغاز إلى الحد الأمثل.

يمكن إنجاز اختبار معدل الإنتاج لكلّ بئر بشكل روتيني على منصّة الحفر، أو في منشأة إنتاج مركزية (الشكل 12 ـ 3). بالأخذ بالاعتبار تطوير بحري لأربع آبار تحتوي كل منها على ثماني منصّات حفر ومنصّة إنتاج مركزية واحدة. فإذا تم

تشعيب الإنتاج من كل منصّة حفر وربطها معاً إلى منصّة الإنتاج، عندئذ تتوفر طريقتان رئيسيتان لاختبار الإنتاج من كل بئر على أساس روتيني (مطلوب لإدارة الخزّان الموصوفة في فقرة (16 ـ 1)، الفصل السادس عشر):

1 ـ يتم تزويد فاصل اختبار على كل منصّة حفر يستخدم لاختبار الآبار بالتتابع. يجب أن تكون قدرة فاصل الاختبار مساوية للإنتاج من البئر الأعلى إنتاجية.

2 ـ يتم وضع فاصل اختبار على كل منصّة إنتاج، يكون كبيراً بما يكفي للتعامل مع الإنتاج القادم من أيٍّ من منصّات الحفر ويتم اختبار كل بئر بإمرار الإنتاج من منصّة الحفر خاصته عبر فاصل الاختبار، ثم يغلق البئر المدروس ويحسب إنتاجه من انخفاض المعدل. يشار إلى هذا الفحص بـ «الاختبار بالاختلاف» (testing difference).



الشكل (12 ـ 3): اختبار الإنتاج المركزي مقابل الإنتاج عن بعد.

الفوائد المتوخاة من وجود فاصل اختبار على كل منصّة أنه يمكن اختبار كل بئر على حده بتكرارية أكبر وبدقة أعلى، لأنها تقاس مباشرة. مع ذلك يتطلب هذا عملية مأهولة على منصّة الحفر أو تجهيز عمليات مدارة بمساعدة الكمبيوتر من أجل تشغيل فاصل الاختبار عن بعد. إن فاصل اختبار مركزي أرخص لكنه أقل دقة، ويمكنه اختبار البئر بربع التكرارية. وهذا مثال على حاجة مهندسي الخزّان (الذين يطلبون البيانات لإدارة الخزّان) للتواصل مع دائرة عمليات الإنتاج (الذين يطلبون البيانات لوضع البرامج) ومهندسي المنشآت الذين يصممون المعدّات. ويجب إجراء هذا النقاش أثناء تخطيط تطوير الحقل.

في التطويرات الحديثة يمكن تعويض فاصل الاختبار بأجهزة قياس متعددة الطور (multiphase metering) تتمكن أن تقيس كمياً حجوم النفط والغاز والماء بدون الحاجة للفصل. وهذه التقنية متطورة الآن وهي بديل قابل للنمو.

يمكن قياس (metering) الإنتاج لأغراض مالية (سَوق الضرائب) والتعرفة أو إعادة توزيع الحصص، عندما يغادر المُنتَج منصّة الإنتاج، أو عندما يصل الإنتاج إلى نقطة التسليم، كأن تكون محطّة طرفية للنفط الخام.

وإذا استخدم أنبوب نفط التصدير من قبل حقول أخرى (بما فيه مستخدمون طرف ـ ثالث)، فسيكون أمراً عادياً قياس المنتج حال مغادرته المنصّة.

إن معايرة (standardization) عناصر المعدّات هي وسيلة لتخفيض كلفة ضمنية، بما يتعلق بنفقات رأس المال ونفقات التشغيل، وهو قرار يجب اتخاذه بالتشاور مع دائرة عمليات الإنتاج في مرحلة وضع خطة تطوير الحقل. ويمكن تطبيق المعايرة على عناصر المعدّات بدءاً من منصّات الحفر إلى الصمّامات. إن فوائد المعايرة هي:

- تخفيض تكاليف التصميم ورأس المال.
- تخفيض الفائض المخزون وتدبير جرد أقل.
- إجراءات تشغيل أقل، وبالتالي أمان أفضل وتخفيض نفقات التشغيل.
- حاجة أقل للتدريب.

العوائق أمام المعايرة هي:

- توفر أقل للمعدّات التي يتم اختيارها (تغيّرات أقل ممكنة).
- بائعون أقل للاختيار منهم.

تساق سياسات الحرق (flaring) والتنفيس (venting) أحياناً بالقوانين التي تنص على حدود عظمى مسموحة لهذه النشاطات. يجب توطيد هذه الأنظمة القائمة في مرحلة وضع خطة تطوير الحقل، لكن من الأفضل تصميم هذا في المنشآت الأولية. حتو لو أمكن تجنّب الحرق المستمر للغاز الزائد بإعادة الحقن أو التصدير، يُطلَب وجود منظومة حرق أو تنفيس لإراحة منشآت المعالجة في حال تعليق العمل. يمكن إنجاز الحرق من عمود حرق ثابت أو من منصّة منفصلة أبعد. ويتم التنفيس عادة من سترة تنفيس منفصلة. من المعروف أن التننفيس أكثر ضرراً بالبيئة، نظراً إلى أن الميثان أسوأ بعشرين مرة، كمصدر لتأثير الدفيئة، من ثاني أكسيد الكربون.

إن التخلص من النفايات (waste disposal) هو مظهر من عملية الإنتاج الذي يجب أخذه بعين الإعتبار في مرحلة وضع خطة تطوير الحقل. يجب أن يغطي هذا كافة جداول التدفق، عدا عن المنتج المفيد، والذي يشمل:

- النفايات التي ستلقى في البحر أو على اليابسة (نواتج الحفر، طَفلِة الحفر، المجاري، الطعام، البراميل الفارغة/ الأقفاص/ صرر التغليف، زيوت التزليق، المبردات المستخدمة، موائع إطفاء الحريق، مياه الصرف).
- الفوائض المرسلة في الهواء (غازات الهيدروكربون، أبخرة المبردات، الضجيج والضوء).

يجب أن تناقش هذه المواضيع بالاشتراك مع دوائر السلامة الصحية والبيئة في الشركة ومع مهندسي المعالجة والمنشآت. ويجب تصميم معالجتها بالاقتران مع تقييم الوقع البيئي مع الوكالة الدولية للطاقة EIA . تهدف بعض هذه المبادئ الأساسية المهمة لإدارة النفايات إلى:

- التخلص من النفايات من منبعها قدر الإمكان (مثل حفر بئر رفيعة (slim-hole)).
- إعادة استخدام المواد قدر الإمكان (مثل إعادة تدوير طَفلِة الحفر).

- إعادة حقن مواد النفايات في الخزّان قدر الإمكان (مثل إعادة حقن نواتج الحفر).

تدعم منظومات المرافق العامة (utilities systems) عمليات الإنتاج ويجب مخاطبتها عند وضع خطة تطوير الحقل. فيما يلي بعض الأمثلة عليها:

- منظومة الطاقة (غاز الوقود والديزل).
- منظومة معالجة ماء البحر وماء الشرب.
- الكيميائيات وزيوت التزليق.
- منظومة الإنذار وتعليق العمل.
- الحماية من الحريق ومنظومات إطفاء الحريق.
- منظومة تهوية الأجهزة والمرافق.

12 ـ 2 ـ 2 **تأهيل الكادر البشري** Manning

إن تأهيل الكادر البشري هو جزء أساسي من تخطيط تطوير الحقل. يتطلب لكلّ شخص يعمل في عرض البحر إقامة، ونقل، ودعم إداري وتدبير وبديل داعم للعمل بنظام الورديات. من الناحية النمطية يتطلب لكل شخص يعمل في عرض البحر بين ثلاثة وخمسة مستخدمين كدعم. وإذا تم تأهيل منصّة بكادر بشري فيجب تزويدها بمنظومات إنقاذ، إلى جانب مواد أخرى مثل غرفة طعام، غرفة استجمام، راديو، ومائع اتصالات لاسلكية، تجهيزات طبية ومستشفى. وهذا أحد أهم الأسباب للتوجه نحو تأهيل بشري بحد أدنى أو إلى عمليات غير مأهولة، وهي ليست أكثر أماناً فقط، لكنها أقل كلفة كذلك. إن العمليات غير المأهولة حقيقة الآن مع إدخال العمليات المدارة بمساعدة الكمبيوتر.

إذا تم اتخاذ القرار بأن عملية تتطلب تأهيل كادر بشري، عندها يجب تأهيلها على أساس 24 ساعة أو 12 ساعة أو لمعاينة يومية. ويمكن تزويد الإقامة على منصّة معيشة منفصلة، أو كجزء من منصّة متكاملة أو على فندق عائم.

12 ـ 2 ـ 3 **النقل والتموين** Logistics

يشير التموين إلى مؤسسة نقل الناس وتزويد المواد وتخزينها. يرتبط نقل الناس بأسلوب تأهيل العملية، ومن الواضح أنه أسهل بكثير في العمليات غير

المأهولة. يتم النقل النمطي للأفراد في بحر الشمال من المنشآت وإليها بواسطة الهليكوبتر. ونقل المواد عادة بزورق تموين.

يتم تخزين الكيميائيات ومواد التزليق ووقود الطيران ووقود الديزل عادة على المنصّات، وتحفظ الكيميائيات في خزّان خاص أو براميل بناء على الكميات. ويتم تخزين الديزل النمطي ليكفي تشغيل مولدات الطاقة الاحتياطية لحوالى أسبوع، ويتوجب تحديد كمية ومكان التخزين المناسب لكلّ موضوع عند وضع خطة تطوير الحقل.

12 ـ 2 ـ 4 **الاتصالات** Communications

يجب أن تشمل الاتصالات الهاتفية، الاتصالات الداخلية على المنصّة (هاتف، راديو، راديو ـ ميداني، هوائي ـ أرضي ـ هوائي، ملاحة راديوية، وهاتف عمومي) والمنظومة الخارجية (هاتف، إنترنيت، تيليكس، فاكس، تيليمتري، راديو VHF، واتصال عبر الأقمار الصنعية). تصمّم هذه المنظومات للتعامل مع الاتصالات اليومية وحالات الطوارئ. إذا كان التطوير بعيداً عن الشاطئ، بحيث تكون الاتصالات المباشرة بخط نظر (line of sight) غير ممكنة، يجب عندها إقامة اتصالات عبر الأقمار الصنعية، بحيث تعمل منصّة واحدة كحلقة وصل بين القمر والمنطقة.

يجب في حال كارثة كبيرة، تجهيز منصّة واحدة في المنطقة لتعمل كمركز تحكم، بحيث تدار منه عمليات الإنقاذ. ويجب توفير مسارب نجاة، وحيث تتواجد مجمعات كبيرة معاً، ينبغي توفير سفينة احتياط في المنطقة لتأمين خدمات الطوارئ، مثل إطفاء الحريق والإنقاذ.

12 ـ 2 ـ 5 **قياس كُلَف التشغيل والتحكم بها** Measurements and control of operating costs

كما نوقش في الفصلين الرابع عشر والسادس عشر، إن تدبير نفقات التشغيل OPEX موضوع رئيسي لأن التقديرات الأولية لنفقات التشغيل يتم تجاوزها في الواقع، وقد تهدد الربحية الكلّية للمشروع. لذلك من المفيد تحديد المنظومة التي ستستخدم لقياس نفقات التشغيل ضمن خطة تطوير الحقل، وبدون قياس نفقات التشغيل لا يمكن تدبيرها. تشمل هذه جهود مشتركة يؤديها مدراء عمليات الإنتاج، والمالية، والمحاسبة والتطوير.

هذا ويجب تحديد نفقات التشغيل OPEX ضمن ميزانية تقام على أساس سنوي، وذلك لعكس برنامج العمل السنوي (annual work programme) للسنة التالية، والحفاظ على سجلات جيدة لتكاليف التشغيل الفعلية، تُسهّل عملية وضع الميزانية المستقبلية، وكذلك مقارنة الإنفاق الفعلي بالميزانية. تبدو هذه العبارات بديهية، لكنها في الواقع تتطلب كمية كبيرة من الجهود المتكاملة لكي تنجز بشكل فعّال.

12 ـ 3 **هندسة الصيانة كدخل لخطة تطوير الحقل** Maintenance engineering input to the FDP

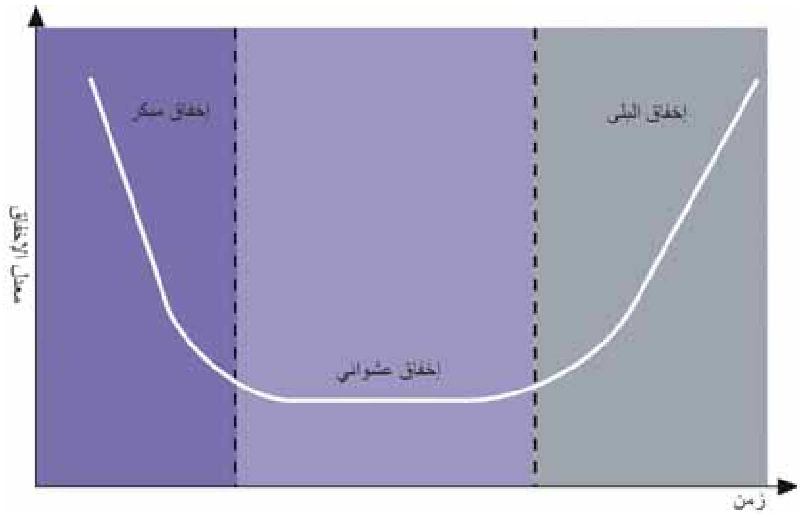
فيما يخص عمليات الإنتاج كدَخِل في خطة تطوير الحقل PDA ووصف كيفية إدارة العملية، يجب أن تحدد هندسة الصيانة كيف تصان المعدّات. والصيانة مطلوبة للتأكد من أن المعدّات قادرة على إنجاز المهام التي صممت من أجلها بأمان. يعبّر عن هذا أحياناً بصيانة «التكامل التقني (technical integrity)» للمعدّات.

من المحتمل أن يتدهور الإنجاز الميكانيكي للمعدّات مع الاستعمال نتيجة البلى، والتأكل، والتعرية، والاهتزاز، والتلوث والتشقق، مما قد يقود إلى الإخفاق. بما أن هذا قد يهدد هدف الإنتاج النمطي بتحقيق تلاقي بين المواصفات النوعية والكمية، تقدم دائرة هندسة الصيانة خدمات تساعد على تحقيق هذا الهدف.

كانت الخدمات المعتادة التي تزودها هندسة الصيانة هي إصلاح عناصر المعدّات عند إخفاقها. ولم تعد هذه هي الحالة قائمة الآن فقد أصبحت إدارة الصيانة الآن سابقة النشاط وليست لاحقة في مقاربتها. إن صيانة عناصر المعدّات موضوعاً مهماً في خطة تطوير الحقل، لأن أسلوب صيانة المعدّات وكلفتها يمثلان جزءاً مهماً من تصميم المنشآت وأسلوب التشغيل. يتزايد تفكير مهندسو الصيانة، بما يخص الإنجاز وصيانة المعدّات على امتداد عُمْر الحقل. وهذا يقع أحياناً في مركز القرار على التناوب أو (التعاقب) في استخدام نفقات رأس المال ـ نفقات التشغيل (CAPEX-OPEX)؛ فعلى سبيل المثال إنفاق أكثر من رأس المال (CAPEX) على معدَّة أو أداة أكثر موثوقية كتوقع لنفقات صيانة أقل على امتداد عُمْر الحقل.

تُظهر التحاليل الإحصائية لإخفاقات المعدّات (failures of equipment) منحنياً مميّزاً مع الزمن، ويوصف أحياناً بأنه «منحني حوض الاستحمام

(bathtub curve)» الشكل (12 ـ 4). قد يحدث الإخفاق المبكر (early failure) فوراً تقريباً، ويحدد معدل الإخفاق بأخطاء التصنيع أو الإصلاحات السيئة، والإخفاقات العشوائية نتيجة لإخفاق ميكانيكي أو بشري. بينما يحدث إخفاق البلى (wear failure) بشكل رئيسي نتيجة الأخطاء الميكانيكية مع تقادم عُمْر المعدّات. إحدى التقنيات المستخدمة من قبل مهندس الصيانة هي تسجيل الزمن المتوسط لإخفاق ((Mean Time of Failure (MTF)) عناصر المعدّات لإيجاد الفترة الزمنية التي قد تخفق فيها مُعدَّة معيّنة. توفر هذه بعض المعلومات المطلوبة لتحديد إستراتيجية الصيانة (maintenance strategy) المناسبة لكلّ عنصر من هذه المعدّات.



الشكل (12 ـ 4): منحني حوض الاستحمام لتكرارية الإخفاق.

تصان عناصر المعدّات بطرق مختلفة، اعتماداً على:

- إحراجيتها (criticality) المرتبطة بعاقبة الإخفاق.
- أسلوب الإخفاق (failure mode).

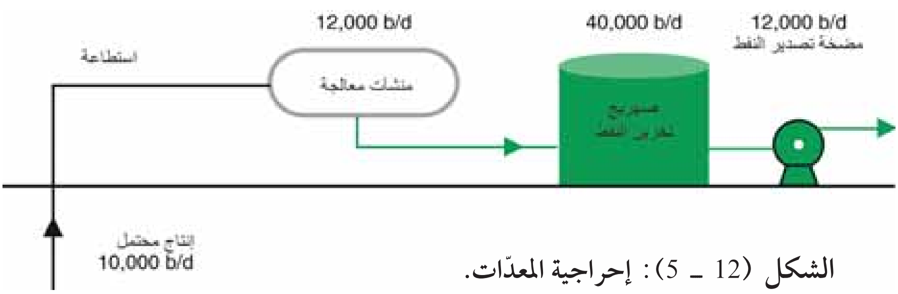
تشير الإحراجية إلى مدى أهمية عنصر من عناصر المعدّات للعملية الإنتاجية، لنأخذ بالاعتبار دور مضخّة التصدير في الحالة المبيّنة في الشكل (12 ـ 5).

يشمل اختيار قياس مضخّة التصدير عمليات الصيانة والإنتاج. فإذا تم اختيار مضخّة تصدير منفردة بقدرة 12Mb/d، عندها يصبح هذا الموضوع حرجاً

لتصدير نفط مستمر، لكن ليس لإنتاج النفط، لأن صهريج التخزين كافٍ لاحتواء إنتاج 4 أيام إذا كان التصدير المستمر مهماً، لذا يجب صيانة المضخّة بطريقة تعطي موثوقية عالية. مع هذا إذا تم تزويد مضختين، كلٌ منها 12Mb/d، للتصدير كجزء من فلسفة توفير «الاحتياط (sparing)» لعمليات الإنتاج، عندئذ ستصان المضخات بشكل مختلف، كالسماح لواحدة بالعمل حتى الإخفاق، عندها يتم التحول إلى المضخّة الاحتياط بينما يتم إصلاح المضخّة المتعطلة.

وضعت الإحراجية في المثال السابق في إطار ضمان الإنتاج. مع ذلك سينجز تحليل آخر يتعلق بالإحراجية لضمان السلامة والوقع الأصغري على البيئة.

يصف أسلوب إخفاق عنصر معدّات سبب الإخفاق، ويحدد، أحياناً، بتحليل ما الذي يسبب إخفاقات تاريخية في عنصر ما. وهذا سبب جيد آخر لحفظ سجل لإنجاز المعدّات. فمثلاً، إذا عُلم بأن المضخّة تخفق، نمطياً، بسبب تآكل المحملات (bearings) بعد 8000 ساعة من العمل، فقد تُعتَمد إستراتيجية صيانة تستبدل فيها المحملات بعد 7000 ساعة، إذا كانت المضخّة تمثل عنصراً حرجاً. فإذا توفرت مضخّة احتياطية، داعمة، فقد تعتمد سياسة بحيث يسمح للمضخّة بالإخفاق، وليس الاحتفاظ بمخزون من الأجزاء الاحتياطية للسماح بإصلاح سريع.



الشكل (12 ـ 5): إحراجية المعدّات.

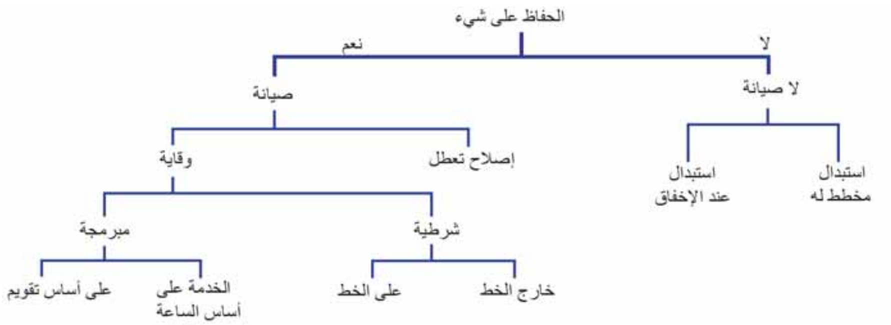
12 ـ 3 ـ 1 **استراتيجيات الصيانة** Maintenance strategies

قد يكون من الأفضل اقتصادياً عدم القيام بأيّ صيانة، في حالة بعض المعدّات الرخيصة وسهلة التبديل، وفي هذه الحالة يمكن استبدال العنصر عند الإخفاق أو في فترات مخطّط لها. إذا كانت المعدّات ذات أهمية «حرجة جداً»، يجب التخطيط لتوفير قطع الاحتياط أو الاستبدال السريع الخاصة بها.

هنالك مبدآن استراتيجيان تحققهما الصيانة:

الصيانة المانعة (preventive)، وصيانة العطل (breakdown). وهذان المبدآن ليسا متباعدين ويمكن جمعهما في إدامة قطعة المعدّات نفسها. خذ مثلاً، سيارة خاصة يقوم المالك بمزيج من صيانة مانعة (بزيادة زيت التزليق، وملء مائع البطارية، والموائع الهيدروليكية والمبرد) وصيانة عطل (أي استبدال محرك الإقلاع عند تعطله بدلاً من صيانته في فترات منتظمة).

يوجز الشكل (12 ـ 6) الصيغ البديلة للصيانة.



الشكل (12 ـ 6): استراتيجيات الصيانة.

صيانة العطل مناسبة للمعدّات التي لا يهدد إخفاقها الإنتاج، أو السلامة والبيئة، وحيث تكون كلفة منع الإخفاق أكبر من تبعات الإخفاق. يتم في هذه الحالة إصلاح المعدّات إما في الموقع أو في الورشة. ويفترض، حتى في هذه السياسة بأن يتم وضع زيوت التزليق والخدمات الصغيرة الموصى بها، كما في حالة السيارة.

تشمل الصيانة المانعة، المراقبة والخدمة والإصلاح بهدف منع تعطل المعدّات. وهذا مناسب للمعدّات عالية الإحراج، حيث تكون كلفة الإخفاق عالية، أو حيث يؤدي الإخفاق إلى وقع سلبي كبير على السلامة أو البيئة. يمكن لهذا الشكل من السلامة برمجته على أساس تقويم زمني (مثلاً، كل 6 أشهر) أو على أساس ساعات عمل (مثلاً، كل 5000 ساعة عمل).

إذا تمّت معاينة إنجاز المعدّات على أساس مستمر، يمكن عندئذ تحديد أيّ سلوك شاذ، ويمكن إنجاز صيانة مانعة كما يطلب أو متى يطلب؛ تدعى هذه صيانة

مانعة شرطية (on-condition). كما يمكن تحديد حالة المعدّات بالمعاينة، أي إخراجها من العمل، وفتحها والبحث عن علامات التآكل والبلى والتعرية. . . إلخ. من الواضح أن هذا يخرج المعدّات من الخدمة، وقد يكون مكلفاً.

هنالك طريقة من الصيانة الشرطية أكثر تعقيداً ومتزايدة الشعبية وهي مراقبة إنجاز المعدّات وهي قيد العمل (on-line). فمثلاً، يمكن مراقبة قطعة دوّارة مثل عنفة من أجل الاهتزاز والإنجاز الميكانيكي (السرعة، الضغط الداخل والخارج، الإنتاج). فإذا تم تحقيق إنجاز مرجعي، عندئذ يمكن أن يشير أي انحراف عنه بأن للعنفة مشكلة ميكانيكية، مما يخفض الإنجاز أو يقود إلى إخفاق. سيستعمل هذا لتنبيه العمال بالحاجة إلى إصلاح ما.

إن أحد أفضل صيغ تخفيض كلفة الصيانة هو في تدريب العمال على المراقبة البصرية للمعدّات على أساس يومي. سيساعد الاختيار الحذر للكادر والتدريب المناسب والإرادة الذاتية والحذر في تحسين ما يدعى أحياناً بالصيانة المتقدمة (first-line maintenance).

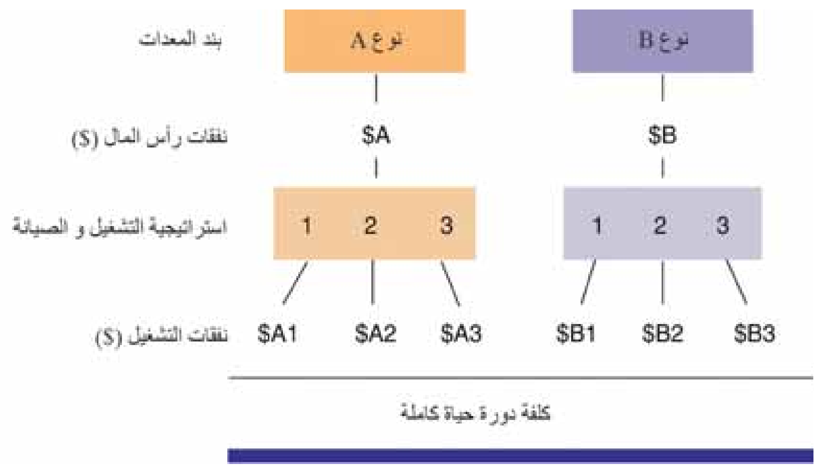
12 ـ 3 ـ 2 القياس والتحكم بتكاليف الصيانة Measurements and control of maintenance costs

تمثل تكاليف الصيانة جزءاً كبيراً من نفقات تشغيل المشروع. لأنه بناء على منحني حوض الاستحمام (curve bathtub) المذكور أعلاه، تزيد، تكاليف الصيانة مع زيادة عمر المنشآت؛ لاسيما عندما يبدأ الإنتاج، وبالتالي العائدات المالية بالتراجع. ويصبح القياس والتحكم بنفقات الصيانة أحياناً موضوعاً أساسياً خلال عُمْر إنتاج الحقل، كما نوقش في الفصل السادس عشر. مع ذلك، يجب توقّع المشكلة عند كتابة خطة تطوير الحقل FDP.

يتوجّب تطوير إستراتيجية صيانة مناسبة للمعدّات بالأخذ بعين الاعتبار «الإحراجية» وأسلوب الإخفاق، ثم تطبيق مزيج من صيغ الصيانة المذكورة، وخصوصاً يجب تقدير كلفة الصيانة طويلة المدى لعنصر معدّات على امتداد عُمْر المشروع وإضافته إلى كلفة رأس مال المشروع لاختيار نوع المعدّات وصيغة الصيانة، التي تعطي أفضل كلفة دورة حياة كاملة (full life cycle cost) (على أساس مخفض)، مع تحقيق المواصفات التقنية والسلامة والبيئية (الشكل 12 ـ 7).

مع أن الشكل (12 ـ 7) يشير إلى إجراء خطي متصاعد لاختيار نوع

المعدّات وإستراتيجيات التشغيل والصيانة، إلا أن الإجراء الفعلي يشمل عدداً من الحلقات لاختيار الخيار الأفضل. يتطلب هذا الإجراء دخلاً من مهندسي المعالجة، ومهندسي المنشآت، وعمال الإنتاج، ومهندسي الصيانة لإبراز المقاربة المتكاملة لتخطيط تطوير الحقل.



الشكل (12 ـ 7): **كلفة دورة حياة كاملة.**

عند تقدير تكاليف التشغيل والصيانة لخيارات متعددة، يُنصَح بتوصيف وتدبير كلفة النشاطات الفعلية المتوقعة. يدخل في هذا تفصيل تكرار نشاطات الصيانة ومدتها مثل المعاينة والترميم والدهان وغيرها. تسمح هذه التقنية بالقيام بتقدير أكثر واقعية لنفقات التشغيل بدلاً من الاعتماد على الطريقة التقليدية القائمة على أخذ نسبة مئوية من نفقات رأس المال. ستناقش فوائد هذا التقدير القائم على النشاط (activity based costing) بالتفصيل في الفصلين الرابع عشر والسادس عشر.

ويمكن، بعمليات جادة ونشاط صيانة فعّال أن يحقق العمال عمراً تشغيليّاً للمعمل بحدود 95٪ من طاقته التصميميّة باستبعاد التوقف المبرمج. وهذا أمر حرج في تحقيق أهداف الإنتاج التي اعتُبرت عوامل في وقت تشغيل المعمل خلال التطبيق المتوقّع. يشير وقت تشغيل (uptime) المعمل إلى الجزء من الزمن الذي يكون المعمل فيه متوفراً (متاحاً).

الفصل الثالث عشر

إدارة المشروع والعقد

Project and Contract Management

مقدّمة والتطبيق التجاري: تتميز صناعة النفط والغاز بمشاريع كبيرة وذات رؤوس أموال ضخمة. أصبح التخطيط والتحكم بمشروع، يشمل مئات الأشخاص وملايين المواضيع، واستثمار هائل، هو فرعٌ يستحق الدراسة بحد ذاته. تصف هذه الفقرة كيف ولماذا ينظم المشروع النموذجي بعدد من المراحل جيدة التعريف، وتناقش الطرائق المستخدمة للتأكد من تحقيق توقعات الكلفة والزمن، وتوصيل المنتجات إلى المواصفة المتفق عليها.

يستخدم العديد من شركات النفط والغاز كادراً متقاعداً لإنجاز أجزاء، من العقد، واقعة بين التصميم التمهيدي وبدء التشغيل. قد يكون هذا إما لأنهم لا يمتلكون الكادر البشري أو المهارات لإنجاز تلك المهام، أو أنها طريقة أرخص وأكثر كفاءة أن يسند العمل إلى متعهد. لا يقتصر إسناد المهام على عمل المشروع، ويؤثر في معظم الدوائر في الشركة، ابتداءً من دائرة الحفر إلى خدمات تزويد الطعام. وقد يكون جزء كبير من نفقات الشركة، موجهاً إلى خدمات العقد، خاصة عند إنجاز مشاريع رئيسية. يحتاج كل مشروع إلى إدارة، وتحدد هذه الفقرة بعض أسباب تحرير عقود العمل، والأنواع الرئيسية للعقود المستخدمة في صناعة النفط والغاز.

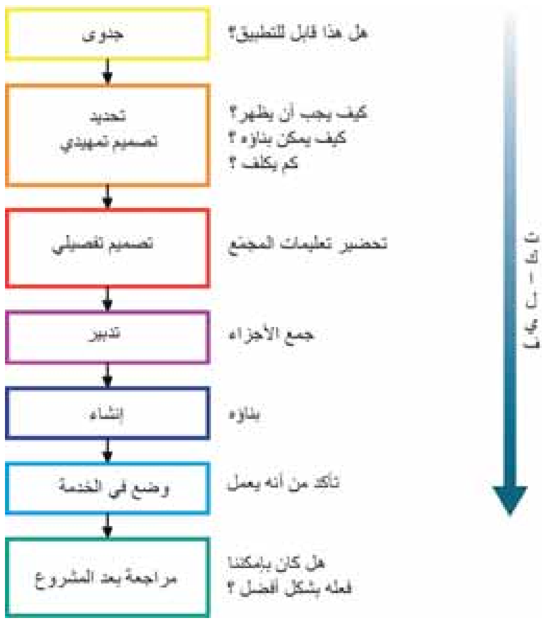
13 ـ 1 تحديد الأطوار والتنظيم Phasing and organization

يمكن تعريف «العقد» بأنه المهمة التي يجب إتمامها بمواصفة محددة

خلال زمن متفق عليه وبسعر محدد. مع أنه سهل التعريف، لكن مشروعاً كبيراً يتطلب العديد من الناس الذين يحملون مهارات مختلفة، لأن المهمة تتطور من فكرة إلى إنتاج كبير. تجد الأعمال الكبيرة، بما فيها صناعة النفط والغاز، أنه من الأسهل للإنجاز تقسيم المشروع إلى أطوار، تعكس متطلبات تغيير المهارة، ومستويات الشك وإلتزام المصادر.

يمكن، كما ذكر في الفقرة (11 ـ 1) من الفصل الحادي عشر، تقسيم المشروع إلى الأطوار التالية (الشكل 13 ـ 1):

- الجدوى feasibility
- التحديد والتصميم التمهيدي Definition and preliminary design
- التصميم التفصيلي Detailed design
- التدبير procurement
- الإنشاء construction
- الوضع في الخدمة commissioning
- المراجعة review



الشكل (13 ـ 1): أطوار المشروع.

لاحظ كذلك، بأنه ستناقش مجموعة تسميات بديلة لنفس المقاربة الطورية في الفقرة 15 ـ 3 من الفصل الخامس عشر.

13 ـ 1 ـ 1 **تحديد أطوار المشروع** Project phasing

تعرف أحياناً، الأطوار الثلاثة الأولى مجتمعة بمرحلة ما قبل المشروع. هذه هي المرحلة التي تتطور فيها الأفكار وتختبر، لكن قبل القيام بأي اعتماد مالي كبير.

يتم في مرحلة الجدوى (feasibility) اختبار المشروع كفكرة. هل هو مجدٍ من الناحية التقنية، وهل هو قابل للتطبيق اقتصادياً؟ قد يكون هنالك عدد من الطرق لإنجاز مهمة ما (مثل تطوير حقل نفط)، لكن يجب أن تقدّر بمعايير اقتصادية وتوفر الموارد والمجازفة. في هذه المرحلة، ستحمل تقديرات منحنيات الكلفة والدخل (إنتاج) مجالاً واسعاً من الشك، لكنها تُستخدَم لاستبعاد الخيارات غير الواقعية. قد تبقى عدة خيارات قيد الاعتبار في نهاية دراسة الجدوى (feasibility study).

تضيق الخيارات في طور التحديد (definition) وتُقتَرح الحلول المفضلة. يصبح المشروع أفضل تحديداً بلغة ماذا يجب بناؤه، وكيف يمكن أن يُشَغّل، ويجب إجراء تقييم لكيف يمكن أن يتأثر المشروع بتغيّرات خارجة عن سيطرة الشركة (مثلاً، أسعار النفط). تحضر عادة عبارة واضحة، تصف لماذا تم تفضيل الخيار، وما هي مواصفات المشروع الواجب مواجهتها، لاستخدامها كقاعدة للعمل اللاحق.

بفرض أن مشروعاً قابلاً للتطبيق، الموارد متوفرة ومستويات المجازفة مقبولة، يمكن أن يتابع العمل بالتصميم التمهيدي (primary design)، وتقديرات كلفة أكثر انضغاطاً. الهدف من طور التصميم التمهيدي هو تحضير وثيقة تدعم الطلب للموارد المالية. يجب أن يكون مستوى التفصيل كافياً لإعطاء الممولين الثقة بأن المشروع سليم تقنياً وقوي تجارياً، ويمكن أن يستخدم كذلك للحصول على ترخيص من الجهات الحكومية. قد لا تحتاج المواضيع الهندسية المجربة والمختَبَرة قدراً كبيراً من الإتقان، لكن يجب تمييز الموائع ذات القيمة الجدّية العالية وشرحها بوضوح. إذا كان العمل سيتم تعهده فيمكن أن تكون

الوثيقة أساساً لمناقصة (عطاء). يشار كذلك، إلى هذا الطور كواجهة تصميم هندسي ((Front End Engineering Design (FEED)).

يمكن أن يبدأ التصميم التفصيلي (detailed design) حالما تُعطَى الموافقة على المشروع. يطلق هذا الطور غالباً، زيادة كبيرة في النفقات إذ ينطلق مهندسو التصميم لتحضير مخطّطات هندسية مفصلة. من الشائع كذلك لشركات النفط تلزيم العمل بدءاً من هذه المرحلة، مع أن كادر بعض الشركات يستمر في العمل مع المتعهد بوظيفة متبادلة. تستخدم المخطّطات الهندسية المفصلة لبدء نشاطات التدبير وتخطيط البناء. قد يكون المصروف الكلّي حتى هذه المرحلة 5٪ من ميزانية المشروع الكلّية، والآن تم تحديد حوالى 80٪ من البنود العتادية (hardware items). يكون التشديد على مرحلة التصميم المفصل لإنجاز تصميم مناسب وتخفيض الحاجة إلى التغييرات في مراحل لاحقة.

التدبير (procurement) هو قضية الحصول على المواد المناسبة معاً في الوقت المناسب وضمن الميزانية المحددة. فمن أجل البنود التي يمكن الحصول عليها من عدة مصادر، من المناسب الحصول عليها بمناقصة من قائمة شركات التجهيز المعترف بها. يمكن الحصول على البنود الغريبة جداً أو البنود الحرجة بشكل خاص بعقد وحيد المصدر حيث الموثوقية أكبر. ترفق غالباً البنود المعقدة، مثل العنفات، بشهادة اختبار، التي يجب اختبار مدى خضوعها لمعايير الإنجاز والسلامة. يجب معاينة المعدّات عند تسليمها للشركة، للتأكد من أن البضائع لم تتأذ أثناء الشحن. ويمكن أن يكون فريق التدبير مسؤولاً عن التأكد بأن تزويد قطع الغيار آمن. يمكن أن تصل النفقات على هذه المرحلة بين 10 و40٪ من الكلفة الكلّية للمشروع.

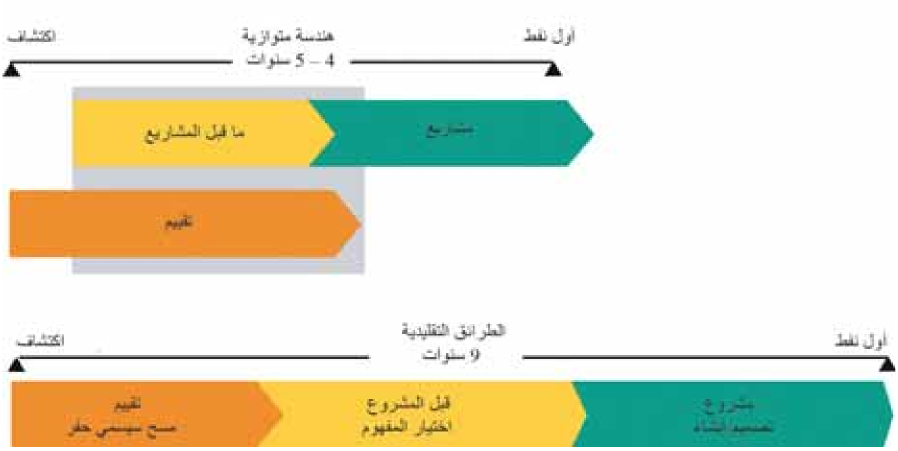
يمكن أن تتغيّر صفة طور إنشاء (construction) المشروع بشكل كبير اعتماداً على طبيعة العقد. سيثير بناء مصنع غاز في موقع ريفي عدداً من المواضيع التي تختلف كثيراً عن مشروع تجديد على منصّة إنتاج قديمة. ستجرى نشاطات الإنشاء من قبل متعهدين مختصين يعملون تحت إشراف ممثل شركة مثل مدير إنشاء (أو مهندس مقيم (resident engineer)). مدير الإنشاء (construction manager) مسؤول عن تسليم أعمال كاملة حسب المواصفات وضمن حدود الوقت والميزانية. عندما تظهر مشاكل التصميم يجب أن يحدد مدير الإنشاء وقع التغييرات وينسق استجابة مناسبة مع متعهد الإنشاء وفريق التصميم.

مع الاقتراب من إكمال الإنشاء سيبدأ طور الوضع في الخدمة (commissioning). الهدف من طور الوضع في الخدمة هو البرهنة بأن المنشأة المقامة أُنجِزت حسب مواصفات التصميم. من الناحية النمطية سيسلم فريق الإنشاء المشروع إلى فريق تشغيل (الذي قد يكون كادر شركة) حالما يتم اختبار المنشأة أو الجهاز بنجاح. ستؤكد عادة الفرقة المستلمة قبولها بتوقيع وثيقة تسليم، وتنقل المسؤلية عن المشروع. قد تحمل وثيقة التسليم أيضاً ميزانية لإنهاء البنود العالقة التي يمكن التعامل معها بسهولة أكثر من قبل المُشَغّل.

إن مراجعة (review) المشروع بعد الإكمال عمل جيد، وتسجيل الأسباب للاختلافات بين المخطّط والإنجاز الفعلي. وعند وجود العبر التي تستحق التعلم أو استغلال الفرص، يجب تضمين ذلك في المبادئ التوجيهية لإدارة المشروع. تعقد بعض الشركات جلسات، بعد إقرار المشروع، مع المتعهدين لاستكشاف طرق أفضل للتعامل مع بعض المواضيع، خصوصاً عندما يوجد توقع لنشاطات مشاركة إضافية.

تبقى أطوار المشروع التي تمّت تغطيتها حتى الآن هي المقاربة الأكثر شيوعاً المستخدمة في الصناعة. مع ذلك، فقد تم اختبار بعض المفاهيم الأخرى، كالهندسة الموازية (parallel engineering) وهي أسلوب من أساليب إدارة المشروع تهدف إلى تخفيض كبير في الوقت المبذول ابتداءً من الاكتشاف وإلى النفط الأول، وهكذا يتم تتبع سريع (fast tracking) للتطورات الجديدة. ففي بحر الشمال، استغرقت التطويرات التقليدية خلال التسعيّنيات من القرن الماضي كمتوسط حوالى 9 سنوات من الاكتشاف إلى النفط الأول. قد تساعد الهندسة الموازية على تصنيف هذه الإطار الزمني بإجراء التقييم والتصميم المبدئي والإنشاء بوقت واحد. تحمل هذه المقاربة مجازفة أعلى للأطراف المشاركة، ويجب موازنة ذلك مع احتمالية مكافآت أكبر بكثير نتيجة تسريع ظهور البترول الأول. فمثلاً، إذا جرى التصميم المبدئي قبل توفر نتائج التقييم، فسيكون على المهندسين تدبير أمر مجازفة كبيرة. يحتاج التصميم المبدئي لتنقيته باستمرار وربما التغيير مع توفر المعلومات الإضافية. كل عمليات المناقصات لشراء المراكب والمعدّات والخدمات أكثر صعوبة بسبب نقص البيانات الموثوقة. من الأمثلة على التطويرات سريعة التتبع حقول فونافين وشيهاليون (Foinaven and Schiehallion fields) في المملكة المتحدة، غرب حوض شيتلاند

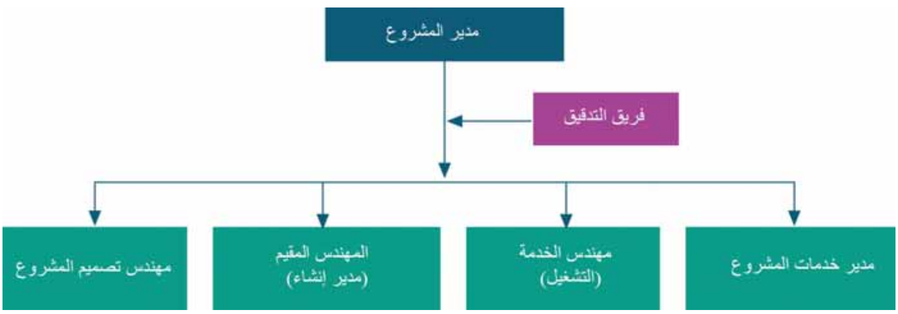
(Shetland). يغاير الشكل (13 ـ 2) المقاربة التقليدية مع التطوير سريع التتبع.



الشكل (13 ـ 2): مقاربة الهندسة الموازية.

13 ـ 1 ـ 2 **تنظيم المشروع** Project organisation

مع أنه يمكن لمدير واحد توجيه النشاطات خلال حياة المشروع، لكنه، أو لكنها، عادة ستدعم من قبل فريق المشروع، الذي يعكس تركيبه نوع المشروع ومستويات الخبرة لكلٍّ من مِلاك الشركة والمتعهد. قد يتغيّر تركيب الفريق وحجمه خلال حياة المشروع ليجاري مستويات النشاط السائد في كل جزء من أجزاء المشروع (الشكل 13 ـ 3).



الشكل (13 ـ 3): مثال على تنظيم فريق المشروع.

يتضمّن التنظيم، في المثال أعلاه، مجموعات ثانوية لكلّ من النشاطات الرئيسية مع مجموعة داعمة (أو خدمات) لإدارة المعلومات والتدبير. قد ينجز

تدقيق الحسابات بفريق «مستقل» في ـ البيت ـ (in- house) أو بمدقق حسابات خارجي.

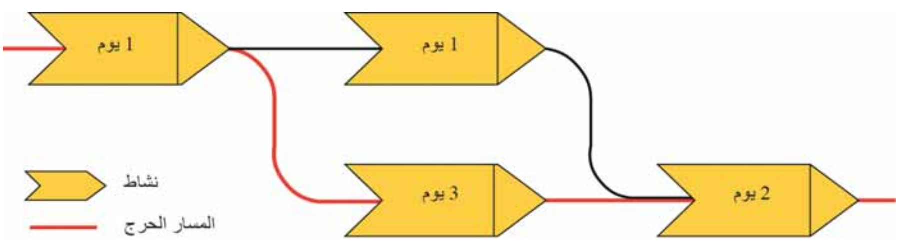
13 ـ 2 **التخطيط والتحكم** Planning and control

من المهم، من أجل إدارة المشروع بشكل فعّال، وجود عمليات تخطيط وتحكم في المكان الذي عُرفَ وفُهمَ خلال جميع المستويات الإشرافية والإدارية. يمكن أن تعاني المشاريع الكبيرة إذا عزلت الفرق الهندسية، أو فقدت التواصل مع المصالح المشتركة لمجموعة المشروع أو أهداف عمل الشركة.

توظف تقنيات تخطيط المشروع لتحضير برنامج زمني واقعي بين القوة العاملة والمواد وقيود التمويل. البرامج الزمنية الواقعية هي تلك التي تتضمن توزيعاً زمنياً للتأخيرات التي بيّنت الخبرة السابقة احتمال حدوثها، وحيث لم يتخذ إجراء لمنع حدوثها. حالما يُقّر البرنامج الزمني، يمكن استخدامه لمراقبة التقدم في الأهداف وإبراز الانحراف عن الخطط.

13 ـ 2 ـ 1 **شبكة التحليل** Network analysis

يستخدم تقنياً على نطاق واسع في الصناعة تحليل المسار الحرج (Critical Path Analysis (CPA)) (أو تحليل الشبكة)، وهي طريقة تحليل نظامية للبرنامج الزمني للمشاريع الكبيرة، بحيث يمكن توزيع النشاطات ضمن المشروع على أطوار منطقية وتحديد التبعيات. تعطى كافة النشاطات مدداً زمنية ويعرف الطريق الأطول خلال الشبكة بالمسار الحرج (critical path).



الشكل (13 ـ 4): **شبكة تخطيط المشروع.**

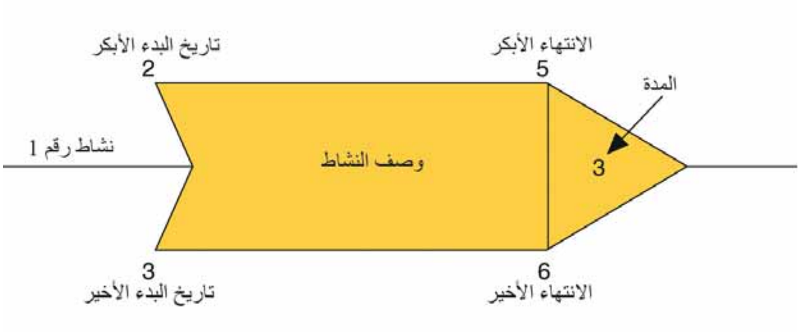
يظهر في الشكل (13 ـ 4) العلاقة بين أربعة أنشطة بمدد زمنية مختلفة.

يشار إلى المسار الحرج (6 أيام)، بالطريق الأسفل لأنه لا يمكن أن يبدأ النشاط الأخير قبل أن تكتمل كافة النشاطات السابقة.

بالحقيقة إن كل النشاطات مسجلة وعلاقات الاعتماد محددة. يعطى للأنشطة مدد زمنية وتحدد البداية المبكرة وتاريخ الانتهاء، بناء على اعتمادها مع النشاطات السابقة. وتحسب البداية الأخيرة وتواريخ الانتهاء (بدون تعريض المشروع للتأخير) حالما تكتمل الشبكة، وتشير إلى كم يوجد من «اللهو» (play) في المنظومة.

يظهر في الشكل (13 ـ 5) اصطلاح نمطي لـ «رمز النشاط (activity symbol)». المعلومات الأخرى التي يمكن تضمينها في الشبكة هي: المعالم (milestones) (مثلاً، النفط الأول) نوافذ الطقس (weather windows) والقيود (restrains). (مثلاً، ترخيص لمتابعة المتطلبات).

حالما يتم بناء الشبكة تتمّ مراجعتها لتحديد فيما إذا كان موعد الإكمال والمواعيد المتوسطة مقبولة. إذا لم تكن مقبولة يجب البحث عن تخفيضات المدة، مثلاً، بزيادة القوة البشرية أو تغيير الممولين.

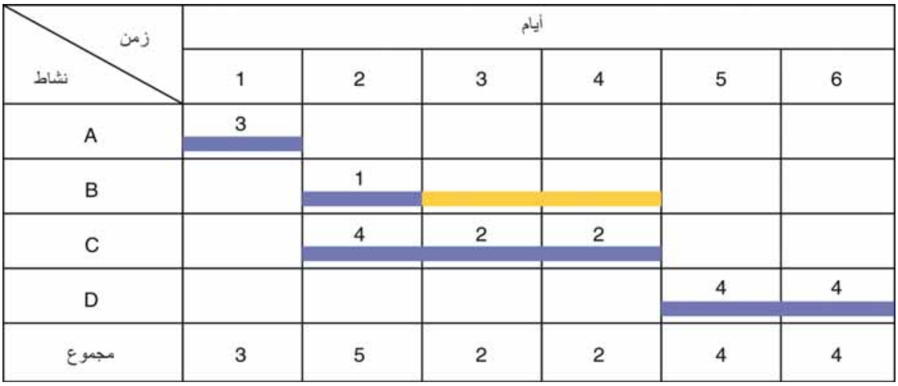


الشكل (13 ـ 5): **مصطلح رمز النشاط.**

13 ـ 2 ـ 2 المخطّطات القضبانية Bar charts

مع أن تحليل الشبكة أداة جيدة لتقدير التوقيت والموارد، لكنها ليست جيدة جداً لعرض البرامج الزمنية. المخطّطات القضبانية (bar charts) هي الأكثر شيوعاً لتوضيح توقعات التخطيط ووسيلة لتحديد تحميل الموارد.

المخطّط القضباني الوارد أدناه هو تمثيل للشبكة الظاهرة في الشكل (13 ـ 4). بالإضافة إلى ذلك استخدمت المخطّطات لعرض تحميل الموارد (الشكل 13 ـ 6).



الشكل (13 ـ 6): مخطّط قضباني مع تحميل المورد.

يشير المخطّط القضباني إلى أنه يمكن إنجاز النشاط «B» في أي وقت خلال الأيام 2 و3 و4 بدون تأخير المشروع. ويظهر كذلك بأنه يمكن الاستغناء عن تحميل المورد إذا أنجز النشاط «B» في اليوم 3 أو 4، بحيث لا يتجاوز التحميل الأعظمي في أي فترة 4 وحدات. يمكن أن تكون وحدات المورد مثلاً، «ساعات رجل (man hours)» أو «ساعات آلة (machine hours)».

يمكن تمثيل تحميل المورد بشكل نسبة مئوية (انظر الجدول 13 ـ 1) لإعطاء مؤشر لتوزيع «وزن (weighting)» المورد على أساس يومي لكلّ نشاط (لاحظ بأن النشاط «B» قد تم نقله إلى اليوم 3 لصقل أو تسليس (smooth) تحميل منحني المورد).

الجدول 13 ـ 1: مصفوفة وزن المورد

النشاط	الوزن باليوم						الوزن بالنشاط (٪)
	1	2	3	4	5	6	
A	15.0						15
B			5.0				5
C		20.0	10.0	10.0			40
D					20.0	20.0	40
المجموع	15%	20%	15%	10%	20%	20%	100

13 ـ 2 ـ 3 **منحنيات** 'S'-curves

يمكن توضيح التقدم المخطّط للمشروع برسم وزن المورد التراكمي (cumulative resourse weighting) مقابل الزمن، كما في الشكل (13 ـ 7). يطلق أحياناً على هذا المخطّط اسم منحني 'S'، لأن المشاريع تحتاج أحياناً إلى الزمن للانطلاق وتتباطأ بالقرب من الإكمال (خلافاً للمثال الظاهر).



أيام	1	2	3	4	5	6
% منجز باليوم	15	20	15	10	20	20
% منجز بالمشروع	15	35	50	60	80	100

الشكل (13 ـ 7): **مخطّط التقدم. (مخطّط S).**

يمكن استخدام مثل هذه المخطّطات لمقارنة التقدم الفعلي بالمخطّط. فإذا تأخر التقدم في أي نقطة، لكن بدون تحريك لموعد الإكمال، يمكن استخدام المخطّط لتحديد عدد وحدات المورد الواجب استخدامها لإكمال المشروع في وقته المحدد.

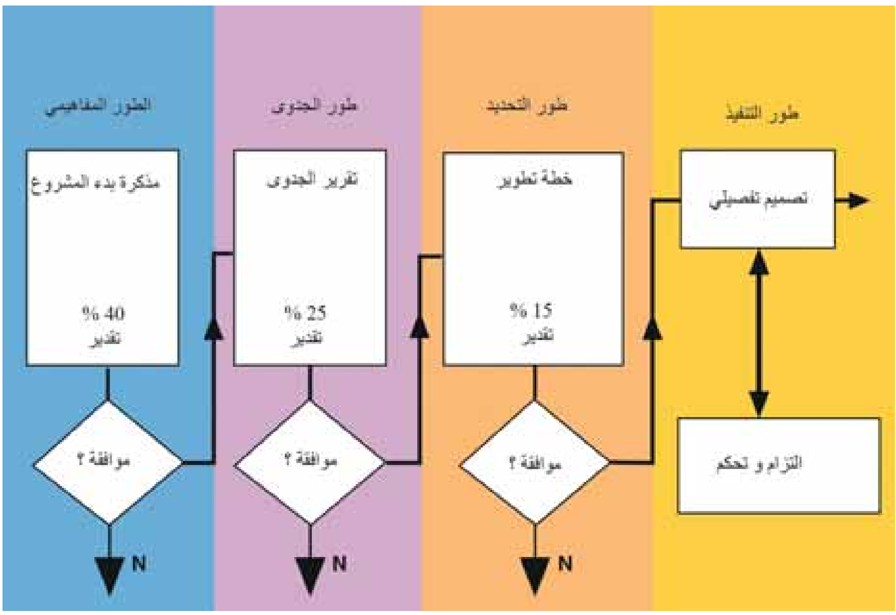
13 ـ 3 **تقدير الكلفة والميزانيات** Cost estimation and budgets

يطلب في كلّ طور من المشروع معلومات عن الكلفة للتمكين من اتخاذ القرارات. قد تكون هذه التقديرات تقريبية في الدور التمهيدي (مثلاً، +40٪

دقة)، لكنها تعكس درجة الشك فيما يتعلق بتطوير الخزّان والخيارات السطحية الأخرى. يشار أحياناً إلى هذه كـ «رتبة عِظَم تقدير الكلفة» (order of magnitude cost estimate). يجب أن تتحسن التقديرات مع تحديد المشروع بشكل أفضل.

إن التقدير المناسب للكلفة التقنية مهم للتحليل الاقتصادي. فقد يقود بخس التكاليف (underestimating) إلى صعوبات بالتمويل مرتبطة بتجاوز الكلفة، وفي النهاية إلى خفض الربحية عن المتوقع. إن وضع تقديرات عالية جداً قد يقتل المشروع بغير ضرورة. تقوم التكاليف عادةً على قوائم أسعار الممولين والبيانات التاريخية. مع ذلك، يمكن اعتبار الكثير من مشاريع النفط والغاز الحديثة مجازفات رائدة بما يخص التكنولوجيا والهندسة المطبقة. وقد يكون التقدير بناء على أساس التكاليف التاريخية غير مناسب.

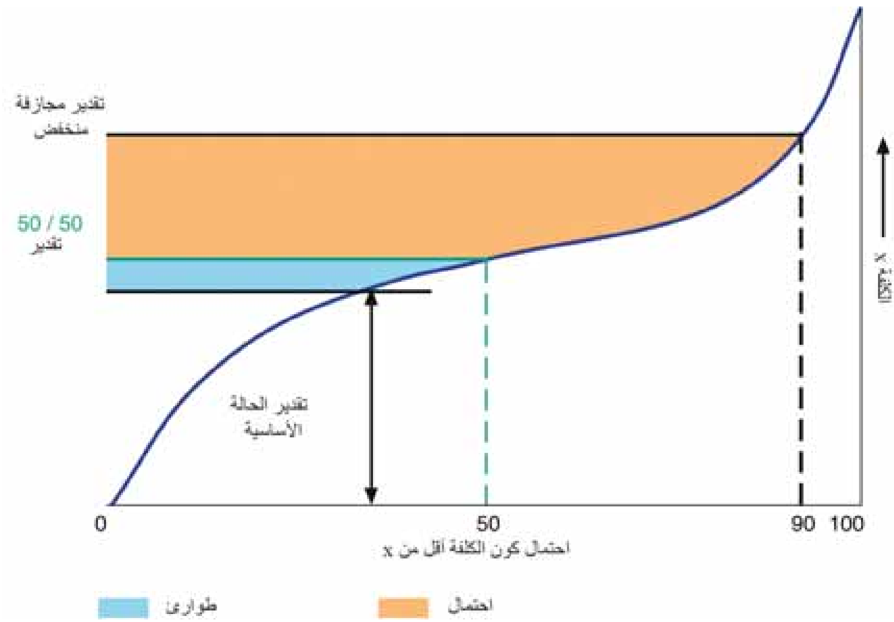
يمكن تقسيم تقديرات الكلفة على بنود ثابتة وبنود صعبة التقييم بسبب الشكوك المرافقة أو عامل الجِدَّة (novelty factor). مثلاً، قد يكون تركيب أنبوب نفط بنداً ثابتاً، لكن تركيبه قد يكون معتمداً على الطقس، لذا يمكن تضمين «علاوة (allowance)» لتغطية أجرة سفينة إنزال (lay-barge) إذا كان محتملاً أن تسوء ظروف البحر (الشكل 13 ـ 8).



الشكل (13 ـ 8): **تطور تقدير الكلفة.**

البنود الثابتة مثل أنابيب النفط كثيراً ما تقدر باستخدام مخطّطات الكلفة مقابل القياس والطول. قد يشكل مجموع مثل هذه البنود والعلاوات تقديراً أولياً للمشروع. بالإضافة إلى العلاوات قد توضع كلفة طوارئ (contingency) لتغيّرات متوقعة لكن غير محددة، مثلاً، تغطية تغيّرات التصميم والبناء ضمن مجال المشروع. إن هدف هذه المقاربة لتحديد تقدير ذي فرص تخلف وتجاوز متساوية (يدعى أحياناً تقدير 50/ 50) (الشكل 13 ـ 9).

إن لميزانية تحتوي على عدد 50/ 50 لتقديرات المشروع أرجحية توازن، عمّا لو لم تدخل العلاوات والطوارئ. مع ذلك لا يجب الإساءة لمثل هذه المنظومات بإعطائها تأميناً ضد تجاوز الميزانية؛ فإن التقديرات الضخمة تميل إلى إخفاء قلة الكفاءة وتشويه تقييم المشروع. يجب أن تدعم العلاوات عادة بدليل إحصائي وتؤهل نفقات الطوارئ. وتقلل مستوياتها مع زيادة تفاصيل التخطيط.



الشكل (13 ـ 9): **التقديرات والطوارئ.**

تستخدم أحياناً عبارة «تقديرات المجازفة الأصغرية» (minimum risk estimate) لتحديد كمية التعرض (exposure) المالي الأعظمى، أو في حالة خطة عمل سنوية تحتوي على مشاريع متعددة، للمساعدة في تحديد حصة المشاريع

الثابتة. والمشاريع الثابتة هي تلك التي لها ميزانية للتغطية حتى ولو تجاوزت التكاليف. تقدير المجازفة الأصغري هو ذلك التقدير الذي يكون فيه احتمال تجاوز التكاليف صغير أو معدوم، ويمكن استخدامه لعكس المجازفة المرتبطة بالمشاريع المعقدة أو الجديدة.

يمكن الإشارة إلى هذا التقدير أيضاً بـ «احتمالية تقدير كلفة» p90. لاحظ بأن هذا في النهاية العليا للمجال، بينما بالنسبة إلى مهندس تحت السطح نمطي تكون الاحتمالية p90 في النهاية الدنيا للمجال. يجب الحذر عند اقتباس تقديرات p90 وp10 لأنها قد تعني أشياء مختلفة لأنظمة مختلفة وحتى لشركات مختلفة!

13 ـ 4 **أسباب التعاقد** Reasons for contracting

لا يعتبر الكثير من شركات النفط والغاز أن التصميم المفصل وإقامة منشآت الإنتاج جزءاً من صميم عملها. هذه هي المرحلة التي يتم فيها التعاقد مع الشركات الهندسية، وتحول الشركة الموكلة الموارد البشرية إلى مكان آخر. مع أن جزءاً من إدارة المشروع قد تم احتجازه.

يستخدم التعاقد من قبل شركات النفط حيث:

- عندما تكون الخدمات المقدّمة من المتعهد أرخص وأكثر كفاءة من استخدام الموارد الداخلية في الشركة.
- للخدمات المطلوبة طبيعة اختصاصية وليست متوفرة في داخل الشركة.
- الخدمات مطلوبة بذروة عمل وفترة قصيرة من الزمن، وتفضل شركة النفط عدم تجنيد كادرها لمقابلة هذه الذروة.

13 ـ 5 **أنواع العقود** Types of contracts

لحماية الفريقين في تنظيم العقد، يتوجب كتابة عقد يُتَّفق فيه على هدف العمل وزمن الإكمال وطريقة سَوق التعويضات. تمنح العقود عادة وفق عملية عطاء تنافسي أو بعد مباحثات فيما لو وجد متعهد وحيد مناسب.

هنالك العديد من أنواع العقود للعديد من الخدمات المختلفة، لكن بعض الأنواع الأكثر شيوعاً، تشمل:

● عقد شامل (Lump Sum): يقوم المتعهد بعمل محدد وينفذه بتاريخ متفق عليه بسعر ثابت. قد تفرض غرامات على الإكمال المتأخر للعمل، ويشكل هذا حافزاً على الإكمال الزمني المحدد. قد يتم السَوق على مراحل عند الوصول إلى إنجاز قَيّم.

● عقد فواتير الكميات (Bills of quantities): يقسم العمل الكلّي إلى عناصر محددة بالتفصيل، ويُتَّفق على أسعار المواد والعمال. ويتفق على أساس معالجة التغيّرات مع الكلفة.

● عقد برنامج زمني للأسعار (Schedule of rates): يتَّفق على كلفة العمل على أساس السعر، لكن لا تحدد كلفة المواد والساعات الدقيقة.

● الكلفة مضافاً إليها ربحاً (Cost plus profit): يتم تعويض المتعهد عن التكاليف الناتجة بشكل كلي، وعندها يضيف المتعهد نسبة مئوية متفقاً عليها: أجرة ربح (profit fee).

تفضل العقود الشاملة من قبل الشركات المانحة للعمل (إذا كان بالإمكان تحديد مجال العمل بشكل جيد) مما يشكل حافزاً واضحاً للمتعهد لإكمال المشروع في الوقت المحدد بسعر متفق عليه.

يعتمد اختيار نوع العقد على نوع العمل. ومستوى التحكم الذي ترغب شركة النفط بالحفاظ عليه. هنالك ميل حالي لدى شركة النفط لاعتبار المتعهد شريكاً بالمشروع (ترتيبات مشاركة (partnering arrangements))، وللعمل بالقرب من المتعهد في كل مراحل تطور المشروع. الهدف من هذا التوريط المحكم للمتعهد هو تزويد المتعهد وشركة النفط بحافز عادي لتحسين النوعية والكفاءة والسلامة والأكثر أهمية هو تخفيض الكلفة. يحتوي هذا النوع من العقود عادة، على عنصر هام من مشاركة المجازفة والمكافأة في المشروع.

الفصل الرابع عشر

اقتصاديات النفط

Petroleum Economics

مقدّمة والتطبيق التجاري: إن فرص الاستثمار في أعمال قطاع استكشاف النفط والغاز وإنتاجهما (E&P) غزيرة. بالرغم من أن مناطق مثل بحر الشمال، والمياه الضحلة في خليج المكسيك والمنحدر الشمالي من ألاسكا ناضجة، لكن مازال هناك العديد من الحقول قيد التطوير في تلك المناطق وهنالك اهتمامات جديدة منبثقة في أمريكا الجنوبية وأفريقيا وجنوب شرق أسيا. وفتحت دول مثل روسيا والصين مناطقها أمام الاستثمار الأجنبي، مندفعة بالحاجة إلى استثمار رأس المال والخبرة التقنية. فبعض الحقول التي تنتج لعقود طُورِت باستخدام التقنيات الجديدة مثل الآبار متعددة المسارات الجانبية (multilateral wells)، التي لم تكن متوفرة في بداية الأمر. مع فترة طويلة من أسعار نفط عالية منذ منتصف التسعيّنيات من القرن الماضي، ولّدت عمليات الاستعادة المعززة غير الاقتصادية اهتماماً باستثمار إضافي، حتى لو كان الحقل اعتبر ناضجاً. هذه الفرص المستمرة كلها تحتاج إلى تحليل جذب الاستثمار.

يتميز تطوير تجمع نفطي أو غازي بأنه مجازفة عالية الكلفة، وخاصة إذا كان في عرض البحر، فالشكوك تصبح كبيرة. يبلغ رأس المال الموظف النمطي لحقل بحري متوسط القياس (لنقل 100MMbbl من الاحتياطي القابلق للاستعادة) من مرتبة بليون دولار أمريكي، ومجال الشك بالاحتياطي القابل للاستعادة قد يكون زائداً، أو ناقصاً 25٪، قبل الالتزام بالتطوير. إن نتيجة

الإخفاق التقني أو التجاري، عندما يكون الاستثمار عالياً هكذا، كبيراً جداً بالنسبة إلى معظم المستثمرين، الذين يصرفون جهداً كبيراً لفهم وتقدير حجم الشكوك وتقييم مستويات المخاطرة والمكافأة اللاحقة في عروض الاستثمار.

تزود اقتصاديات النفط الأدوات التي يمكن بها تقدير حجم المخاطر المالية المتعلقة باستكشاف حقل وتقييمه وتطويره، والأساس المتين المستخدم لمقارنة الاستثمارات البديلة. وتطبق التقنيات لتقديم النصيحة للإدارة عن جاذبية فرص الاستثمار، وللمساعدة في اختيار الخيار الأفضل، لتعيين التعرض المالي ولتحديد كيفية الوصول بقيمة الموجودات الحالية إلى الحد الأعظمي.

14 ـ 1 المبادئ الأساسية لاقتصاديات التطوير Basic principles of development economics

ستتناول الفقرات رقم (14 ـ 1) إلى (14 ـ 7) بشكل رئيسي مع اقتصاديات تطوير حقل جديد. ستقدم اقتصاديات التنقيب في الفقرة (14 ـ 8). ستكون المقاربة العامة في النظر إلى اقتراح استثمار من وجهة نظر مُشَغّل.

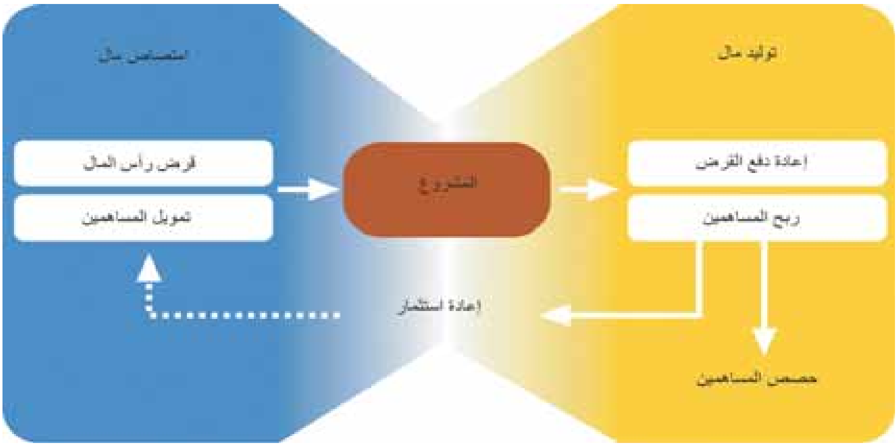
يتطلب التحليل الاقتصادي لفرص الاستثمار جمع معلومات كثيرة مثل: تكاليف رأس المال، تكاليف التشغيل، منحنيات إنتاج الهيدروكربون المتوقعة، بنود العقد، البنيات المالية (ضريبة)، تخمين أسعار النفط/الغاز، توقيت المشروع وتوقعات حاملي الأسهم في الاستثمار.

يجب أن تجمع البيانات من عدد من الدوائر والهيئات المختلفة (مثلاً، هندسة النفط، الهندسة، الضرائب، القانونية، الحكومات المضيفة) وكلّ مجموعة بيانات تحمل معها مجالاً من الشك. يمكن أن يستهلك جمع البيانات وإنجاز مجالات واقعية، من الشك وقتاً طويلاً.

يبنى النموذج الاقتصادي لتقييم فرص الاستثمار (أو الجرد) عادة كوريقة جدول spread sheet، باستخدام التقنيات التي ستقدم في هذه الفقرة. تتوفر رزمة برمجيات (software package) مختصة للتحليل، لكنها عموماً، مكلفة، بسبب متطلبات المرونة الكافية لنمذجة المنظومات المالية المختلفة حول العالم. غالباً ما يكتب اقتصاديو النفط نماذج تقوم على وريقة جدول موصى عليها، ومفصلة على منظومة مالية خاصة، لكن هذا بدوره يخلق أسلوباً متناسقاً داخل منظمة معيّنة.

يتم تناول الشكوك في بيانات دخل النموذج بإنجاز حالة أساسية

(base case) (تستخدم أحياناً قيم «التخمين الأفضل (best guess)» لمتغيّرات الدخل)، ثم تحرّي وقع القيم المتغيّرة لمدخلات أساسية في تحليل الحساسية (sensitivity analysis).



الشكل (14 ـ 1): تدفق التمويل الكلّي لمشروع.

من المفيد الأخذ بالحسبان أولاً نموذج استثمار بسيط جداً (الشكل 14 ـ 1). فمن وجهة نظر اقتصادية كلية، يمكن اعتبار أي مقترح استثمار كنشاط، يمتص أموالاً (absorbs money) أولاً ولاحقاً يُوَلّد أموالاً (generates money). قد تجمع الأموال المستثمرة كقرض رأس مال ((loan capital (debt)) أو من رأس مال المساهمين (حقوق ملكية) (shareholders' capital) (equity). تم استثمار هذه في المشروع لشراء مصنع ومعدّات وللسَوق لنفقات التشغيل. قد تستخدم الأموال الصافية المتولدة (الإيرادات مطروحاً منه كل التكاليف، التي ستشمل الضرائب) لسَوق الفوائد على القروض ورأس مال القرض. والحساب المتبقي يعود إلى المساهمين، ويدعى ربح المساهمين (shareholders' profit). يمكن أن يسَوق هذا كحصص، أو بإعادة استثماره في الشركة لتمويل المضاربة الموجودة أو مضاربات أخرى. يشير المخطّط إلى التدفق الكلّي للموارد المالية لأجل مشروع مقترح. إن تحركات النقد المفصلة محتواة في الصندوق المعنون «المشروع (the project)». سننظر ضمن هذا الصندوق في الفقرات الواردة.

يتوضح من هذه النظرة العامة بأن المشروع سيولّد عائداً كافياً من الأموال

التي تم امتصاصها للسَوق، على الأقل، الفائدة وسَوق الحصص التي يتوقعها المساهمين. يمكن استخدام أي نقد متولد ومتبقٍ لسَوق القروض أو إعادة استثمار في البعض أو بمشاريع بديلة. سيناقش العائد الأصغري المتوقع من الاستثمار في مشروع في الفقرة (14 ـ 4).

خذ مثلاً، فرصة الاستثمار لتكون تطوير حقل نفط. ففي ضمن صندوق المشروع، يكون التدفق النقدي للمشروع هو التكهن بالمال الممتص والمال المتولّد خلال حياة المشروع. في البداية، سيسيطر على التدفق النقدي مصاريف رأس المال المطلوبة لتصميم وبناء وتشغيل عتاد المشروع (أي، المنصّة، أنبوب النفط، الجدران ومنشآت الانضغاط).

حالما يبدأ الإنتاج (ربما 3 ـ 8 سنوات بعد نفقات رأس المال الأول) يتم تلقي الإيرادات الإجمالية من بيع الهيدروكربون. تستخدم هذه الإيرادات لاستعادة نفقات رأس مال المشروع، لسَوق نفقات التشغيل، (مثلاً، القوة البشرية، الصيانة، تكاليف المعدّات الجارية، تكاليف الدعم)، ولتزويد ربح الحكومة المضيفة (host government take) التي قد تكون في أبسط الحالات بشكل ضرائب أو إتاوة.

تتوفر حصة شركة النفط من الربح بعد سَوق الضريبة لسَوق فائدة القروض، أو رأس مال القرض، أو للتوزيع على المساهمين بشكل حصص أو إعادة استثمار لصالح المساهمين في هذا المشروع أو في غيره من المشاريع.

لذا من وجهة نظر شركة النفط، الموازنة بين الأموال التي امتصها المشروع (نفقات رأس المال ونفقات التشغيل) والأموال المتولدة (حصة شركة النفط من الربح بعد سَوق الضريبة)، ينتج التدفق النقدي الصافي للمشروع (project net cashflow)، الذي يمكن حسابه على أساس سنوي. غالباً ما يشار إليه بالتدفق النقدي للمشروع.

يشكل التدفق النقدي للمشروع الأساس لطرائق التقييم الاقتصادي، التي ستوصف. يمكن اشتقاق عدد من المؤشّرات الاقتصادية (economic indicator) من التدفق النقدي، واستخدامها للحكم على جاذبية المشروع. تسمح بعض التقنيات التي ستُدخل، لاختبار الانجاز الاقتصادي للمشاريع المقترحة مقابل معيار الاستثمار ولمقارنته بالاستثمارات البديلة.

14 ـ 2 تنظيم التدفق النقدي لمشروع Constructing a project cashflow

يتطلب تنظيم التدفق النقدي لمشروع معلومات من عدد من المصادر المختلفة. تظهر معلومات الدخل الرئيسية في الجدول (14 ـ 1).

الجدول 14 ـ 1: عناصر التدفق النقدي لمشروع

الموارد	المعلومات
هندسة النفط	الاحتياطي
	إنتاج النفط المتكهن به، وغاز المبيعات
هندسة الحفر	تكاليف الحفر والإكمال
هندسة المنشآت	تكاليف رأس المال
	ـ بنيات المنصّة
	ـ النقل (مثلاً، أنابيب النفط)
	ـ منشآت الإنتاج (مثلاً، الفواصل، الضواغط، المضخات)
هندسة التشغيل والصيانة	نفقات التشغيل
	ـ الصيانة
	ـ صيانة الآبار
	ـ متطلبات القوة البشرية
الموارد البشرية	تكاليف القوة البشرية
	ـ المُشَغّلين
	ـ الكادر التقني
	ـ كادر الدعم
	ـ نفقات غير مباشرة
الحكومة المضيفة	النظام المالي
	ـ معدل الضريبة والأتاوة
	ـ طريقة سَوق الملكية (نقداً أو سلعاً)
	ـ اتفاقية مشاركة الإنتاج
	ـ وضع الشركة (مثلاً، قادم جديد)
	ـ وضع المشروع (مثلاً، مقيدة)
	ـ شروط الاتفاقية (المدة، المسؤوليات النهائية)
	ـ متطلبات وقف التشغيل النهائي

يتبـــع

تابـــع

التخطيط المشترك	أسعار النفط والغاز المتنبأ بها
	معدلات التخفيض، معدلات العقبات
	معدلات الصرف
	التضخّم المتنبأ به
	عوامل السوق
	المجازفة السياسية، والالتزامات الاجتماعية

يمكن أن تكون عملية جمع المعلومات طويلة، وكل دخل سيحمل معه مجالاً من الشك. فمثلاً، في مرحلة التقييم المبكرة لحياة الحقل، قد يكون مجال الشك في التكهن بالاحتياطي والإنتاج من الحقل 50%± . مع تزايد جمع معلومات التقييم سينخفض هذا المجال، لكن في وقت القرار للتقدم بالمشروع تكون الشكوك 25 ±٪عادية.

يمكن مواجهة الشك بتنظيم حالة أساسية (base case)، التي تمثل الناتج الأكثر احتمالاً، ثم إنجاز حساسيات حول هذه الحالة لتحديد أي من قيم الدخل هي الأكثر تأثراً بها. يدرس بعدها المعامل الأكثر تأثيراً بحذر أكبر. اعتبرت الحساسيات النمطية في الفقرة (14 ـ 6).

لذلك من المهم عند جمع البيانات من المصادر المختلفة أن يطلب كذلك مجال الشك الحالي. وخاصة، من المستحسن عند حساب تكاليف التشغيل أن يقوم مهندسو التشغيل والصيانة بتقدير كلفة هذه النشاطات بناء على المنشآت الخاصة وأنواع المعدّات المقترحة في التصميم الهندسي. على سبيل المثال، ستكون كلفة تشغيل وصيانة منصّة مأهولة متحكم بها عن بعد مختلفة كثيراً عن منشأة مأهولة تقليدية.

فمن أجل أيّ حالة وحيدة، لنقل الحالة الأساسية، ينظم التدفق النقدي لمشروع بحساب، على أساس سنوي، بنود الإيرادات (revenue items) (السَوقات المستلمة من قبل المشروع)، ثم طرح بنود الإنفاق (expenditure items) (السَوقات التي تسَوق من قبل المشروع؛ نفقات رأس المال CAPEX، نفقات التشغيل، ربح الحكومة المضيفة (host government take)). فلكل سنة يكون

الرصيد هو التدفق النقدي الصافي للمشروع (أو فقط التدفق النقدي للمشروع). لذا، على أساس سنوي:

التدفق النقدي للمشروع = الإيرادات ـ الإنفاق

لُخِّصَت بنود الإيرادات والإنفاق النمطية في الشكل (14 ـ 2).



الشكل (14 ـ 2): **بنود الإيرادات والإنفاق النمطية.**

14 ـ 2 ـ 1 **بنود الإيرادات** Revenue items

في معظم الحالات تكون الإيرادات من مبيع الهيدروكربون. يجب افتراض أسعار النفط و/أو الغاز، في تحديد الإيرادات الإجمالية. يقوم التخمين بسعر النفط (oil price forecast) أحياناً على سعر بشروط حقيقية صريحة ((Real Terms (RT)) (أي، زيادة في السعر على معدل التضخّم المتنبأ به)، أو سعر المال اليومي الصريح ((Money Of the Day (MOD)) (أي، يبقى السعر واحداً، وهكذا يتراجع بالشروط الحقيقية). إن كلاًّ من مستوى التخمين بالسعر وطريقته قضية ذوق، وكان المحلل الصناعي في الماضي فقيراً بسوء سمعة في توقع سعر النفط. يرتبط أحياناً سعر النفط بسعر نفط خام محلي مثل خام برنت (Brent crude) في بحر الشمال؛ الذي يضبط سعر الخام النوعي بشروط نوعية مثل نوعية الخام والموقع الجغرافي. ويُستدل على تخمين سعر الغاز (Gas price forecast) بسعر سوق الخام أو يؤخذ نتيجة لسعر متفاوض عليه مع زبون معيّن. من غرابة بعض عقود الغاز هو الاتفاق على سعر ثابت لفترة زمنية طويلة جداً، ربما على طول

عمر الحقل، مما قد ينتج تبايناً كبيراً فيما لو تغيّر سعر النفط أو سعر الغاز السائد بشكل درامي. مثل هذه العقود، ستفهرس جزئياً، أحياناً سعر الغاز لسعر الخام في السوق، ولصيغ أخرى للطاقة مثل أسعار الكهرباء.

14 ـ 2 ـ 2 **بنود الإنفاق** Expenditure items

14 ـ 2 ـ 2 ـ 1 **نفقات التشغيل ونفقات رأس المال** OPEX and CAPEX

ستحدد معالجة النفقات في النظام المالي الموضوع من قبل الحكومة المضيفة. الحالة النمطية ستكون بتحديد النفقات على بنود تتجاوز حياتها المفيدة سنة واحدة، كنفقات رأس المال CAPEX، مثل تكاليف المنصّات، أنابيب النفط والآبار. أما البنود التي تكون حياتها المفيدة أقل من سنة واحدة (مثلاً، الكيمياويات، الخدمات، الصيانة، صيانة الآبار ونفقات التأمين) فتصنف كنفقات تشغيل OPEX.

تتولد نفقات رأس المال من الأعمال الهندسية، يعبّر عنها أحياناً بتقديرات 50/50 (أو p50)، ويعني تقدير باحتمال متساو لتجاوز الكلفة ولنقصانها. ينصح بتقدير نفقات التشغيل بناء على نشاطات متوقعة محددة خلال حياة الحقل (أي، عدد صيانات الآبار، عدد بنود التبديل، كلفة متطلبات القوة البشرية المتوقعة). من المألوف، في غياب هذا التفصيل، مع أنه غير صحيح في أحيان كثيرة، افتراض بأن نفقات التشغيل OPEX ستتألف من عنصرين: نفقات تشغيل ثابتة (fixed OPEX) ونفقات تشغيل متغيّرة (variable OPEX).

تتناسب نفقات التشغيل الثابتة مع كلفة رأس المال للبنود التي ستشّغّل، ولذلك تؤسس على نسبة من رأس المال التراكمي (Cumulative CAPEX). تتناسب نفقات التشغيل المتغيّرة مع الإنتاج، ولذلك ترتبط بمعدل الإنتاج (النفط أو الموائع الإجمالية)، لذلك:

نفقات التشغيل السنوية= [A% × نفقات رأس المال التراكمي ($)]+ [B($/bbl) × الإنتاج (bbl/year)]

يجب أن لا يهمل أي تقدير لنفقات التشغيل نفقات صيانة الآبار التي يجذبها المشروع، وخصوصاً على سبيل المثال، نفقات كادر الدعم وإيجار المكتب الذي يمكن أن يشكل جزءاً كبيراً من نفقات التشغيل الكلّية، ولا تنخفض بالضرورة مع تراجع الإنتاج.

يسمّى مجموع نفقات التشغيل ونفقات رأس المال الكلفة التقنية (technical cost) أو الكلفة الكلّية. يشار إلى نفقات التشغيل بكلفة الرفع (lifting cost)، بينما يشار إلى نفقات رأس المال بكلفة التطوير (development cost).

14 ـ 2 ـ 2 ـ 2 **ربح الحكومة المضيفة** Host government take

فيسك «Fisc» كلمة إنجليزية قديمة لرجل الضرائب. يشير «النظام المالي (fiscal system)» للأسلوب الذي تطالب به الحكومة المضيفة بحقها في الدخل من الإنتاج ومن مبيع الهيدروكربون لمنفعة الدولة المضيفة. إن النظام المالي الأبسط والأكثر تقليدية هو نظام الضريبة والأتاوة (tax and royalty scheme)، مثل ذلك المطبق على الدخل من إنتاج الهيدروكربون في المملكة المتحدة.

تفرض الملكية كنسبة على الإيرادات الإجمالية من بيع الهيدروكربون، ويمكن أن تسَوق نقداً أو سلعاً (مثلاً، نفط). يستخدم سعر النفط السائد.

الأتاوة = معدل الأتاوة% × الإنتاج (bbl) × سعر النفط ($/bbl)

بالإضافة إلى الملكية قد يجبى واحد أو أكثر من ضرائب الربح (مثل ضريبة نفط خاصة، زائد ضريبة الشركة المعتادة على أرباح الشركة).

قد تُعمَل بعض الحسومات (allowances)، قبل بدء حساب الضريبة، مقابل الإيرادات الإجمالية قبل تطبيق معدل الضريبة. تدعى هذه بالحسومات المالية (fiscal allowances) وعادة تشمل الأتاوة، ونفقات التشغيل وحسومات رأس المال (التي ستفسر لاحقاً في هذه الفقرة). يمكن الإشارة إلى الحسومات قابلة للحسم (deductibles).

الحسومات المالية = الملكية + نفقات التشغيل + حسومات رأس المال ($)

تطرح هذه من الإيرادات الإجمالية قبل تطبيق معدل الضريبة.

الدخل القابل لتطبيق الضريبة = الإيرادات ـ الحسومات المالية ($)

الضريبة الواجب سَوقها= الدخل القابل لتطبيق الضريبة ($) × معدل الضريبة (٪).

تطبق الملكية من بداية الإنتاج، لكن الضريبة قابلة للتطبيق فقط عندما يوجد دخلٌ إيجابي قابل لتطبيق الضريبة عليه. قد تفوق الحسومات المالية الإيرادات في بداية مشروع جديد، مما يؤدي إلى دخل سالب قابل لتطبيق

الضريبة عليه. يعتمد فيما إذا كان بإمكان المشروع الاستفادة من هذا، على الحالة المالية للشركة والمشروع. لا يستطيع مشروع مقيد (ring-fenced project) المطالبة بدخل سالب قابل لتطبيق الضريبة عليه كحسم، بينما يستطيع مشروع غير مقيد (non-ring fenced project) المطالبة بحسم عن دخل سالب قابل لتطبيق الضريبة عليه من مشروع آخر. في العادة تصدر الحكومة المضيفة مرسوم الحالة المالية للمشروع (الشكل 14 ـ 3).



الشكل (14 ـ 3): تقسيم البرميل تحت نظام الضريبة والأتاوة.

14 ـ 2 ـ 2 ـ 3 **حسومات رأس المال** Capital allowance

تقرر الحسومات المالية للاستثمار ببنود رأس مال (مثلاً، نفقات رأس المال) من خلال حسومات رأس المال (capital allowances). تحدد طريقة حساب حسومات رأس المال بالقوانين المالية للحكومة المضيفة، لكن ستناقش لاحقاً ثلاث طرائق شائعة.

يجب ملاحظة أن حسم رأس المال ليس بنداً تدفقياً نقدياً، لكنه يحسب فقط للتمكن من تحديد الدخل القابل لتطبيق الضريبة عليه. إن معالجة حسم رأس مال لهذا الهدف هو مقاربة اقتصاد نفطي، يستخدم لحساب الضريبة

القابلة للتطبيق. قد يختلف حسم رأس المال عن تخفيض القيمة (depreciation)، التي هي حساب يقوم به المحاسب عند حساب قيم السجل الصافي والربح السنوي.

14 ـ 2 ـ 2 ـ 3 ـ 1 **طريقة الخط المستقيم لحسم رأس المال** Straight line capital allowance method

هذه الطريقة هي أبسط الطرائق، التي يتم فيها المطالبة بحسم عن موجودات رأس مال على عدة سنوات بمبالغ متساوية في كلّ سنة، مثلاً 20٪ لنفقات رأس مال أولي بالسنة لخمس سنوات.

قد يقبل حسم رأس المال فور صرف رأس المال أو قد ينتظر حتى يتم استخدام الموجودات فعلياً. ففي حالة شركة وافدة جديدة أو مشروع مقيد، يمكن تطبيق الحسم فقط عندما توجد إيرادات من المشروع.

الشركة الوافدة الجديدة هي الشركة التي تنفذ مشروعها الأول في الدولة، ولذلك ليس لديها إيرادات يمكن أن توازن مقابلها حسومات رأس مال.

يقيد (ring-fenced) المشروع إذا، لأهداف مالية، كان يمكن موازنة حسوماته المالية مقابل الإيرادات المجنية ضمن ذلك القيد فقط (الجدول 14 ـ 2).

الجدول 14 ـ 2: **حسم رأس مال مباشر**

السنة	نفقات رأس المال	حسم رأس المال			
		السنة الأولى	السنة الثانية	السنة الثالثة	المجموع
1	100	20			20
2	400	20	80		100
3	200	20	80	40	140
4		20	80	40	140
5		20	80	40	140
6			80	40	120
7				40	40
8					
	700		400	200	700

14 ـ 2 ـ 2 ـ 3 ـ 2 **طريقة الرصيد المتراجع** The declining balance method

كل سنة، يكون حسم رأس المال نسبة مئوية ثابتة من قيمة الموجودات غير المستعادة في نهاية السنة السابقة. التعليقات نفسها حول متى يمكن بدء تطبيق الحسم. (الجدول 14 ـ 3).

ستبقى قيمة موجودات غير مستعادة متبقية في نهاية حياة المشروع. تقبل هذه عادة بكاملها كحسم رأس مال في السنة الأخيرة من المشروع. هكذا تستعاد كلياً قيمة الموجودات الكلّية على مدى حياة الحقل، لكن بمعدل أبطأ مما في طريقة الخط المستقيم.

14 ـ 2 ـ 2 ـ 3 ـ 3 **طريقة النضوب أو طريقة وحدة الإنتاج** The depletion method or unit of production method

الجدول 14 ـ 3: طريقة الرصيد المتراجع لحسم رأس المال

السنة	نفقات رأس المال	الرصيد المتراجع لحسم رأس المال @20%p.a	
		موجودات غير مستعادة في نهاية السنة	حسم رأس المال
1	100	100	20
2	400	480	96
3	200	484	117
4		467	93
5		374	75
6		299	60
7		239	48
8		191	38
9		153	31
10		122	122
	700		700

تحاول هذه الطريقة أن تربط حسم رأس المال بالحياة الكلّية للموجودات (أي، الحياة الاقتصادية للحقل) بربط حسم رأس المال السنوي بجزء الاحتياطي

المتبقي المنتج خلال السنة. يحسب حسم رأس المال من الموجودات غير المستعادة في نهاية السنة السابقة، مضروبة بنسبة إنتاج السنة الحالية إلى الاحتياطي في بداية السنة. يبقى حسم رأس المال عن البرميل المنتج ثابتاً، طالما بقيت الاستعادة النهائية للحقل على حالها.

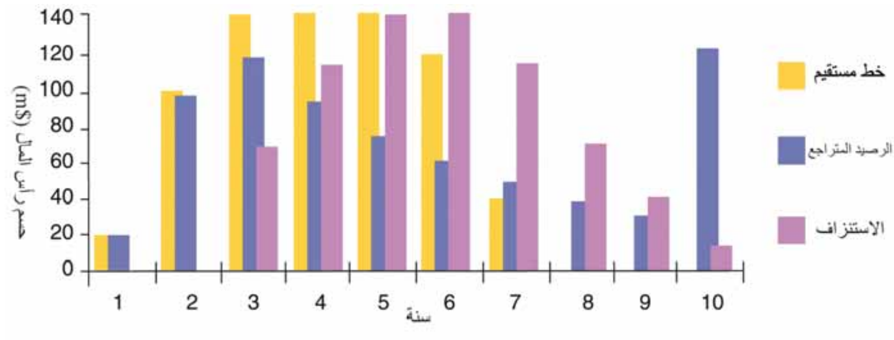
في الجدول (14 ـ 4) يبقى معدل حسم رأس المال عاملاً ثابتاً من 700/ 250 = $2.8/bbl، حيث تبقى الاستعادة النهائية ثابتة على مدى حياة الحقل.

الجدول 14 ـ 4: **نضوب حسم رأس المال**

السنة	نفقات رأس المال ($million)	الإنتاج السنوي (MMb)	الاحتياطي (MMb)	عامل النضوب	الموجودات غير المستعادة ($million)	حسم رأس المال ($million)
1	100	0	250		100	
2	400	0	250		500	
3	200	25	250	0.10	700	70
4		40	225	0.18	630	112
5		50	185	0.27	518	140
6		50	135	0.37	378	140
7		40	85	0.47	238	112
8		25	45	0.56	126	70
9		15	20	0.75	56	42
10		5	5	1.00	14	14
	700	250				700

يظهر الشكل (14 ـ 4) التوقيت النسبي لحسم رأس المال الذي تعطي فيه طريقة الخط المستقيم حسم رأس المال الأسرع، متبوعة بطريقة الرصيد المتراجع، وأخيراً طريقة النضوب.

من وجهة نظر المستثمر، يفضل حسم رأس المال المبكر، لأن ذلك يرفع الحسومات المالية، وبالتالي الضريبة الواجب سَوقها أقل في السنوات الأولى للمشروع. يوضع مخطّط المطالبة بحسم رأس المال من قبل الحكومة المضيفة.



الشكل (14 ـ 4): مقارنة طرائق حسم رأس المال.

14 ـ 2 ـ 2 ـ 4 التدفق النقدي الصافي للمشروع Project net cashflow

تذكّر، بعد مناقشة عناصر حساب التدفق النقدي، بأنه يمكن في أيّ سنة حساب هذا من الإيرادات الإجمالية والإنفاق كما يلي (من أجل نظام مالي للضريبة والإتاوة).

التدفق النقدي الصافي للمشروع = الإيرادات الإجمالية ـ الإنفاق

= الإيرادات الإجمالية ـ CAPEX ـ OPEX ـ الإتاوة ـ الضريبة

يمكن أن يشير التدفق النقدي الصافي للمشروع إلى الفائض النقدي للمشروع/ العجز.

لاحظ بأن حسومات رأس المال لا تظهر في التعبير الجبري، لأنها ليست بنوداً في التدفق النقدي. تحسب حسومات رأس المال لتحديد الحسومات المالية، وبالتالي مقدار الضريبة الواجب سَوقها.

فيما يلي مثال على حساب التدفق النقدي الصافي لسنة واحدة فقط من المشروع.

لنفرض أنه في سنة خاصة:

الإنتاج= 12MMbbl	نفقات رأس المال = $80 million
سعر النفط= $50/bbl	نفقات التشغيل= $15 million
معدل الإتاوة= 10%	
معدل الضريبة= 50%	

بفرض أن نفقات رأس المال السابقة الوحيدة كانت $120 million، صرفت في السنة السابقة، مع 25% حسم رأس المال بطريقة الخط المستقيم، لذا فإن حسم رأس المال لهذه السنة يساوي:

0.25x $120 million + 0.25x $80 million = $50 million

الإيرادات = الإنتاج x سعر النفط

$600 million = 12MMbbl x $50/bbl =

نفقات رأس المال = $80million

نفقات التشغيل = $15million

كلفة تقنية = $95million

الإتاوة = الإيرادات x معدل الملكية = $60 million = 0.10 x $600million

حسومات مالية =الملكية + نفقات التشغيل + حسم رأس المال

$50million + $15million + $60million =

$125million =

دخل قابل لتطبيق= الإيرادات ـ الحسومات المالية

الضريبة

$475million = $125million - $600million =

الضريبة = معدل الضريبة x الدخل القابل لتطبيق الضريبة

0.50 million x $475 =

$237.5 million =

التدفق النقدي= الإيرادات ـ CAPEX ـ OPEX ـ الإتاوة ـ الضريبة

الصافي للمشروع

$600-80-15-60-237.5 million =

$207.5million =

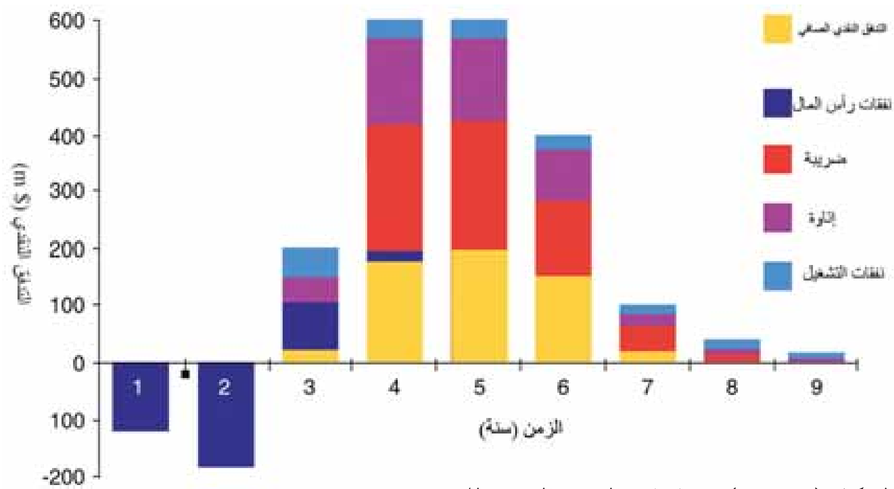
دخل الحكومة= الضريبة + الإتاوة

المضيفة

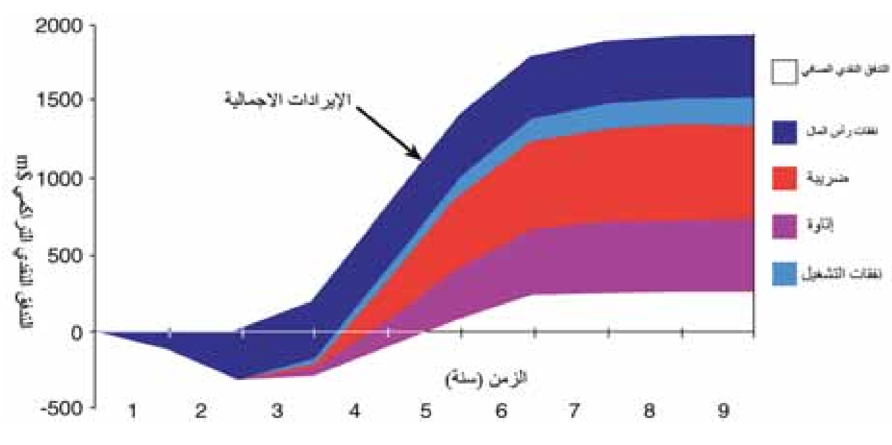
$207.5 + 60million =

$267.5million =

جرى الحساب أعلاه لسنة واحدة فقط. عملياً، يحسب التدفق النقدي الصافي للمشروع (project net cashflow) بإنجاز الحساب لكلّ سنة من حياة المشروع. يظهر في الشكل (14 ـ 5) التدفق النقدي النمطي مع التدفق النقدي الصافي التراكمي (cumulative net cashflow)، يظهر كيف تقسم الإيرادات التراكمية نمطياً بين نفقات رأس المال، نفقات التشغيل والحكومة المضيفة (من خلال الضريبة والإتاوة) والمستثمر (لنقل شركة النفط). إن كمية المال التراكمية المتراكمة للشركة بنهاية المشروع هي التراكم النقدي الصافي التراكمي (الشكل 14 ـ 6).



الشكل (14 ـ 5): مركبات التدفق النقدي للمشروع.

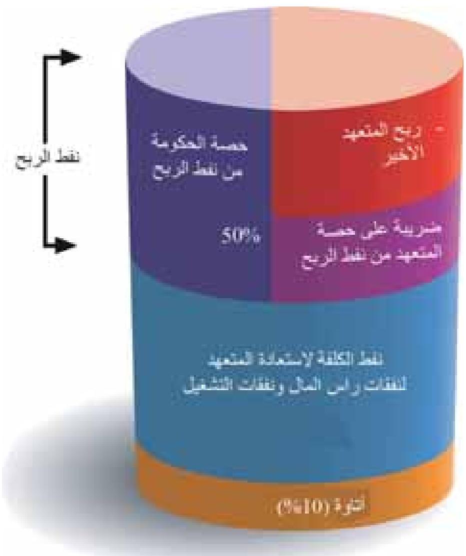


الشكل (14 ـ 6): التدفق النقدي التراكمي.

14 ـ 2 ـ 2 ـ 5 **عقود مشاركة الإنتاج** Production sharing contracts

بينما أنظمة الضريبة والملكية المالية مألوفة، هنالك صيغة مالية أخرى سائدة هي عقد مشاركة الإنتاج ((Production Sharing Contract (PSC))، يشار إليها في بعض المناطق كاتفاقية مشاركة الإنتاج (Production Sharing Agreement (PSA))، كما قدمت في الفصل الثاني. في هذه الترتيبات يدخل المستثمر (مثلاً، شركة النفط) في اتفاقية مع الحكومة المضيفة لاستكشاف وتقييم احتمال منطقة وتطويرها. يعمل المستثمر كمتعهد مع الحكومة المضيفة، التي تحتفظ بالحق الشرعي في أيّ هيدروكربون منتج.

يتحمل، من الناحية النمطية، المتعهد كلفة التنقيب والتقييم والتطوير، ويسترد لاحقاً هذه التكاليف بحصة من النفط أو الغاز المنتج (نفط الكلفة (cost oil))، فيما لو كانت محظوظة بما يكفي لتؤدي إلى تطوير حقل. إذا كان حسم نفط الكلفة غير كاف لتغطية النفقات السنوية تؤخر التكاليف الزائدة للعام التالي. بعد حسم الملكية (إذا كانت قابلة للتطبيق) يقسم حجم الإنتاج المتبقي (يدعى نفط الربح (profit oil)) بين المتعهد والحكومة المضيفة. يسَوق المتعهد عادة ضريبة على حصته من نفط الربح. يظهر الشكل (14 ـ 7) قسمة الإنتاج لعقد مشاركة إنتاج نمطي.



الشكل (14 ـ 7): قسمة الإنتاج لعقد مشاركة إنتاج نمطي.

فيما يخص بنود التدفق النقدي، بالنسبة إلى شركة نفط:

التدفق النقدي الصافي للمتعهد = الإيرادات ـ الإنفاق

= كلفة استعادة النفط + صافي نفط الربح ـ نفقات رأس المال ـ نفقات التشغيل

التدفق النقدي الصافي للحكومة = الملكية + الضريبة + حصة الحكومة من نفط الربح

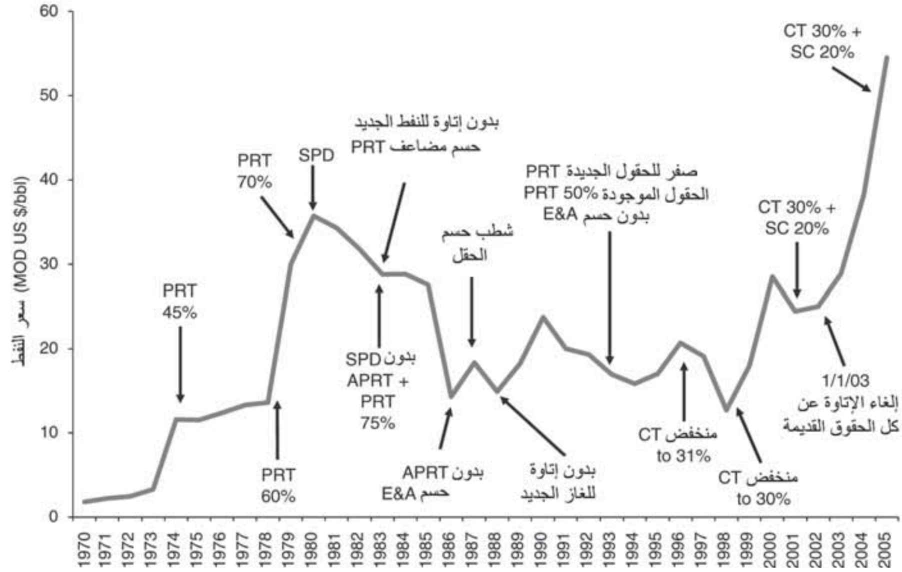
يوضح هذا بأن الحكومة لا تحتاج إلى الاستثمار مباشرة في المشروع، الذي ليس هو بالضرورة الحالة في نظام الضريبة والإتاوة.

يوجد العديد من التغييرات في الموضوع الوارد أعلاه، وتتغيّر النسب المئوية المطبقة من دولة إلى أخرى، ومن عقد إلى عقد. بعض عقود مشاركة الإنتاج لا تحتوي على إتاوة، لكن تضبط قسمة النسبة المئوية لنفط الربح وكمية نفط الكلفة المتوفر بدلاً من ذلك، لتحقيق متطلباتهم. تحدد عادة البنود العامة لعقد مشاركة الإنتاج من قبل الحكومة في مرحلة عرض العطاء، ثم يصقل خلال المفاوضات بين الحكومة وشركة النفط. قد يؤدي هذا إلى عملية طويلة ويتطلب جهداً وصبراً كبيرين لمصلحة كلا الطرفين. وتعريفاً، ستكون الاتفاقية مقبولة لدى الطرفين؛ تضمن الحكومة التزاماً بالتنقيب والتقييم وتطوير محتمل مع ربح معقول من الإيرادات للحكومة، وكسب شركة النفط عقداً مع احتمال عائد يحقق معيار استثمار الشركة الداخلي.

على العموم يكون عائد الشركة من عقد مشاركةَ إنتاج أقل من ذلك في نظام الضريبة والإتاوة. نظراً إلى أن الحكومات اختارت في كثير من الأحواض المطورة حديثاً إحداث عقود مشاركة الإنتاج (مثلاً، الجزائر، أنغولا، كازاخستان). تستطيع الدولة ضمان شروط أفضل في الحقول الأقل نضجاً، ذات الأهداف الأكبر باحتمال وجود نفط وغاز غير مكتشفين، مما في الحقول الناضجة، حيث أنجزت أنظمة ضريبة وملكية تقليدية.

إن الفائدة من عقود مشاركة الإنتاج هو أن الاتفاقية تشمل برنامجاً زمنياً وشروطاً مالية للتنقيب والتقييم والتطوير، وفترات الإنتاج (انظر فقرة (2 ـ 3) من الفصل الثاني). نظراً إلى أن شروط عقد مشاركة الخدمة ثابتة، يقلل هذا الشكوك المصاحبة لأنظمة الضريبة والإتاوة، حيث قد يتغيّر مستوى الملكية ومعدل الضريبة على مدى حياة الحقل. يعطي الشكل (14 ـ 8) مؤشراً كم تكرر

تغيير شروط الضريبة والملكية في قطاع المملكة المتحدة من بحر الشمال ـ يجب الأخذ بعين الاعتبار هذه المجازفات عند الاستثمار في ما يمكن أن يكون دولة مستقرة سياسياً، لكن برهنت أنها لا يمكن التخمين عنها مالياً.



الشكل (14 ـ 8): تغيّرات النظام المالي في المملكة المتحدة.

14 ـ 2 ـ 2 ـ 6 المؤشّرات الاقتصادية من التدفق النقدي Economic indicators from the cashflow

يمكن تحديد مؤشّرات اقتصادية (economic indicators) من التدفق النقدي الصافي والتدفق النقدي الصافي التراكمي. يحدد التدفق النقدي الصافي الحياة الاقتصادية للحقل. عندما يتحول التدفق النقدي الصافي سلبياً بشكل دائم بسبب نقصان الإيرادات (أي، الإيرادات أقل من الملكية بالإضافة إلى نفقات التشغيل في نظام ضريبة/أتاوة) فيجب إيقاف المشروع، ويخطط لإيقاف التشغيل نهائياً. إن موعد أول نفط (first oil) مهم لأنه يشير إلى النقطة التي تبدأ بها الإيرادات الإجمالية. هذه هي النقطة التي يبدأ بها التدفق النقدي الصافي الموجب لمعظم المشاريع.

تشير النقطة الأكثر سلبية في التدفق النقدي الصافي التراكمي التعرض الأعظمي للنقد (maximum cash exposure) في المشروع. إذا كان المشروع سيهجر

في هذه النقطة، تكون هذه أكبر كمية من المال يخسرها المستثمر، قبل الأخذ بالحسبان ظروف عقدية معيّنة (مثل غرامات الزبائن (penalties from customers)، مطالب الشركاء (partner claims)، مطالب المتعهدين (contractor's claims)). وتمثل كذلك الاعتماد المالي المطلوب لتسيير المشروع ـ إذا كان التعرض المالي أكبر من قدرة الشركة على تأمين رأس مال، عندها يمكن أن يفكر المستثمر بتلزيم جزء من المشروع إلى مستثمر مشارك (joint investor).

تشير النقطة التي يصبح فيها التدفق النقدي الصافي التراكمي موجباً إلى زمن رد الدين (payback time) أو (payout time). هذا هو طول الزمن المطلوب لاستلام إيرادات صافية تراكمية مساوية للاستثمار. زمن رد الدين مؤشر أولي على المجازفة ـ فكلما ازداد زمن الرد طولاً، كان المشروع محفوفاً بالمخاطر أكثر، لكن لا يذكر شيء عن التدفق النقدي الصافي بعد زمن الرد ولا تعتبر الربحية الكلّية لفرصة الاستثمار. تستخدم بعض الصناعات الصغيرة الرد كمعيار أوّلي على الاستثمار ـ إنه ليس سيئاً لأنه يمكن للمرء أن يجادل بأن القاعدة الأولى للاستثمار هو في استرجاع رأس المال ـ يشير زمن الرد إلى كم سيستغرق هذا.

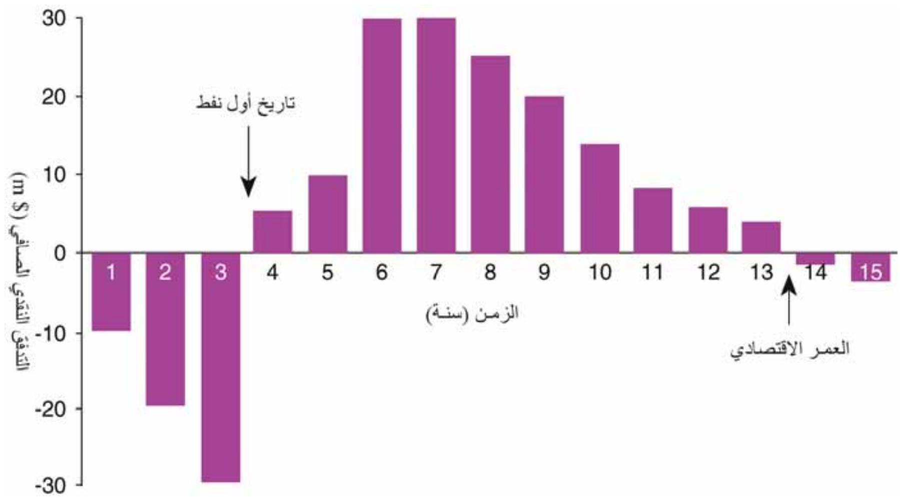
يتراكم التدفق النقدي الصافي التراكمي للمستثمر في نهاية الحياة الاقتصادية للمشروع. من المؤشّرات التي ذكرت حتى الآن، ربما كان هذا هو الأكثر أهمية لأنه يقيس الجائزة النهائية.

يمكن تعريف نسبة الربح إلى الاستثمار ((Profit-to-Investment Ratio (PIR)) بالعديد من الطرق، وتكون بأفضل معنى عندما يحسم التدفق النقدي الصافي (سيرد الكثير من هذا قريباً). وعلى أساس عدم الحسم، يمكن تعريف نسبة الربح إلى الاستثمار كنسبة التدفق النقدي الصافي التراكمي إلى رأس المال المستثمر. هذا هو أول مؤشر على كفاءة المشروع، يؤشر على العائد على رأس المال المستثمر في المشروع. إذا كان رأس المال مقيداً، كما هو في الغالب، عندئذ يجب أن يهدف المستثمر إلى تكبير العائد بواحدة رأس المال المستثمر إلى الحد الأعظمي، التي تقيسه نسبة الربح إلى الاستثمار بشكل جيد جداً. إنه سهل الحساب، لكنه لا يعكس توقيت الاستثمار أو جريان الدخل.

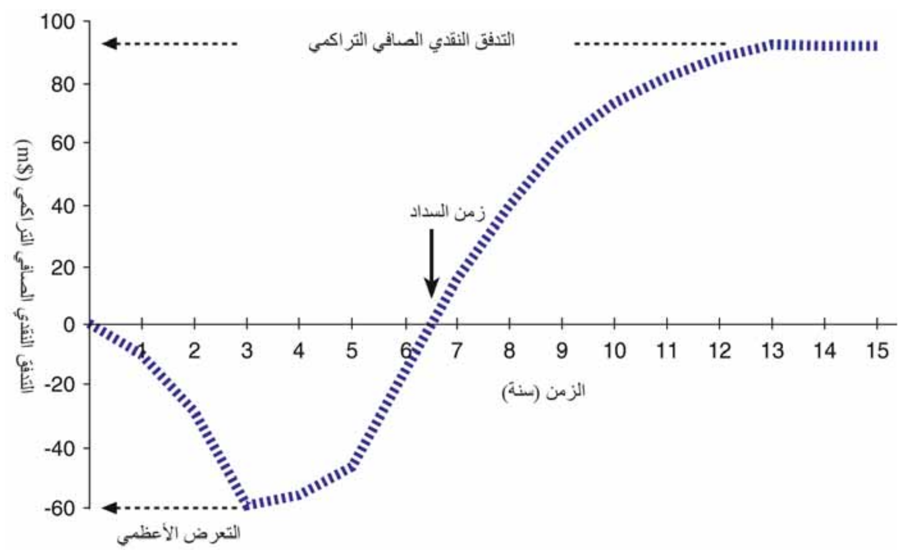
الحذر مطلوب في استخدام مؤشّرات التدفق النقدي البسيطة، لأنها تفشل في الأخذ بالحسبان مستويات السعر العام المتغيّرة أو كلفة رأس المال (ستناقش

في الفقرة (14 ـ 4)). ينصح دوماً باقتباس تعريف المؤشّرات لتوضيح الفهم.

يظهر الشكلان (14 ـ 9) و(14 ـ 10) المؤشّرات على مخطّطات التدفق النقدي الصافي والتدفق النقدي الصافي التراكمي، بينما يقارن الجدول (14 ـ 7) ما تخبر هذه المؤشّرات للمستثمر عن طبيعة اقتصاديات المشروع.



الشكل (14 ـ 9): **مؤشّرات من التدفق النقدي السنوي الصافي.**



الشكل (14 ـ 10): **مؤشّرات من التدفق النقدي الصافي التراكمي.**

14 ـ 3 حساب التدفق النقدي المحسوم Calculating a discounted cashflow

يتبع التدفق النقدي للمشروع المناقش حتى الآن النمط النمطي لمشاريع E&P؛ أي عدد من سنوات الإنفاق (مؤدية إلى ظهور العجز النقدي) في بداية المشروع، متبوعة بسلسلة من الفائض النقدي. يجب أن يشمل التدفق النقدي السنوي الصافي توقيت التدفقات النقدية، للأخذ بالحسبان تأثير القيمة الزمنية للمال (time value of money). تدعى التقنية التي تسمح بالمقارنة المستمرة لقيم كميات المال المصروفة في أوقات مختلفة بالحسمية (discounting). هذه ضرورية لمشاريع E&P لأنها تمتد على سنوات عديدة. إن الحسمية أقل ملاءمة في حال المشاريع القصيرة جداً.

14 ـ 3 ـ 1 الحسمية: المبدأ Discounting: the concept

بفرض أن عليك تعهداً بسَوق فاتورة £10000 بمدة 5 سنوات. إذا كان بإمكانك أن تكفل في مصرفك بفائدة مركبة مقدارها 7٪ من السنة (بعد الضريبة) في كل من السنوات الخمس القادمة، عندئذ يكون المجموع الذي عليك استثماره اليوم لتستطيع أن تفي بالتعهد في فترة 5 سنوات هو:

استثمار اليوم × $(1.07)^5$ = £10000

أي استثمار اليوم = $£10000/(1.07)^5$ = £7130

إن القيمة الحالية PV اليوم للمبلغ £10000 في 5 سنوات هي £7130 بفرض معدل الحسم (discount rate) هو 7٪ في السنة.

إن ما حسبناه هو القيمة الحالية، في تاريخ مرجع محدد، لمبلغ مستقبلي من المال، باستخدام معدل حسم محدد. من المهم في أي حساب للحسمية اقتباس تاريخ مرجع (reference date) ومعدل الحسم.

إذا أعطيت؛ 7130 اليوم، أو؛ 10000 بعد 5 سنوات، فلا يجب أن تبالي بالخيار، ما لم تجد فرصة لاستثمار بديل الذي ينتج معدل فائدة أفضل من المصرف، وفي هذه الحالة يجب أن تقبل المال اليوم وتأخذ فرصة الاستثمار البديل.

بكلمات أخرى، بوجود القيود على فرص الاستثمار، إن £7130 اليوم أو

£10000 بعد 5 سنوات متساوية. الفرق الوحيد بينهما هو التوقيت والفرصة لاستثمار بمعدل فائدة 7٪.

14 ـ 3 ـ 2 **وضع معدل الحسم** Setting the discount rate

في المثال الوارد أعلاه، كان معدل الحسم هو معدل الفائدة المركبة السنوية الممنوحة من قبل المصرف. في فرص الاستثمار التجارية يكون معدل الحسم المناسب هو كلفة رأس المال cost of capital للشركة. يمكن حساب هذا بطرق مختلفة، لكن يجب أن تعكس كم تكلف شركة النفط لتستعير المال الذي تستخدمه لتستثمر في مشروعها. يمكن أن يكون هذا هو المتوسط الموزون لكلفة رأس مال السهم ورأس مال القرض لشركة.

إذا كانت الشركة ذاتية التمويل لمجازفاتها، عندئذ سيكون معدل الحسم المناسب هو معدل العائد لفرص الاستثمار البديلة (أي مشاريع أخرى)، لأن هذه الفرصة سُبقت بمباشرة المشروع المقترح. يمثل هذا كلفة رأس مال الفرصة opportunity cost of the capital . يفترض بأن العائد من المشاريع البديلة يساوي على الأقل كلفة رأس المال للشركة، وإلا فإنه لا يجب مباشرة المشاريع الأخرى.

14 ـ 3 ـ 3 **الحسمية: الإجراء** Discounting: the procedures

حالما يقبل مبدأ الحسمية، يصبح الإجراء آلياً. إن الصيغة العامة لحسمية تدفق من المال يحدث في مدة زمنية t (c_t) إلى قيمته الحالية (c_o) بفرض معدل الحسم الحسم (r) هي:

$$c_o = \frac{c_t}{(1+r)^{t-0.5}} \quad \text{أو} \quad co = c_t\,(1+r)^{-t}$$

يدعى العامل $1/(1+r)^t$ عامل الحسم (discount factor).

نظراً إلى أن هذه عملية آلية يمكن انجازها باستخدام المعادلة الواردة أعلاه، أو البحث عن عامل الحسم المناسب في جداول حسم، أو بإعداد المشكلة في وريقة جدولة. يوجد نوعان من عوامل الحسم من أجل حسمية لسنة كاملة أو لنصف سنة.

إذا كان التاريخ المرجع قد وضع على بداية السنة (أي، 1.1.2008)، عندها تدل عوامل حسم سنة كاملة أن t هو عدد كامل، وتحدث التدفقات النقدية بمبالغ إجمالية في نهاية كل سنة. إذا حدث التدفق النقدي بشكل منتظم عبر السنة والتاريخ المرجع هو بداية السنة، عندئذ تكون عوامل حسم منتصف السنة أكثر ملاءمة، وفي هذه الحالة تكون معادلة الحسمية هي:

$$c_o = \frac{\mathbf{c_t}}{(\mathbf{1+r})^{\mathbf{t-0.5}}}$$

إن $1/(1+r)^{t-0.5}$ هو عامل حسم منتصف السنة (mid-year discount factor).

يمكن، طبعاً، إنجاز الحسمية آلة حاسبة قابلة للبرمجة أو وريقة جدولة مثل لوتس 1 ـ 2 ـ 3 أو ميكروسوفت أكسل. يستحق عامل القيمة الموجودة الصافية الملاحظة. ففي أكسل، مثلاً، يمكن حسم سلسلة أعداد (تدفق مالي صافي في حالتنا) بمعدل حسم مختار (r) باستخدام التابع.

= NPV(r%, (مراجع الخلية لتدفق نقدي صافي) e.g. = NPV (7%, B2:B20)

كقيمة مغتفلة (default) سيفترض أكسل أن التدفقات النقدية تحدث في نهاية كل سنة. إذا طلبت حسمية منتصف السنة، عندئذ يمكن اعتمادها كما يلي:

$$= \text{NPV}(7\%, \text{B2:B20}) \times (1+r)^{0.5}$$

14 ـ 3 ـ 4 **حسمية تدفق نقدي صافي** Discounting a net cashflow

لم يأخذ التدفق النقدي الذي نوقش في الفقرة (14 ـ 2) بالاعتبار القيمة الزمنية للمال، لذلك كان تدفقاً نقدياً غير محسوم. يمكن تطبيق تقنية الحسم التي نوقشت، على هذا التدفق النقدي الصافي لتحديد القيمة الحالية لكلّ تدفق نقدي سنوي صافٍ بوقت مرجع محدد.

ينتج المثال التالي التدفق النقدي المحسوم (discounted cashflow) (DCF) لمشروع يستخدم 20% عوامل حسم لمنتصف السنة (الجدول 14 ـ 5).

التدفق النقدي الكلّي غير المحسوم هو $190 million. يدعى التدفق النقدي الصافي الكلّي المحسوم (total discounted net cashflow) ($24.8 million) القيمة الحالية الصافية NPV للمشروع. نظراً إلى أنه في هذا المثال

معدل الحسم المطبق هو 20٪، سيكون هذا الرقم 20٪ القيمة الحالية الصافية NPV ويوضع كذلك بحاشية $NPV(20)$ or NPV_{20}. هذه هي القيمة الحالية في بداية السنة 1 لكامل المشروع، بفرض 20٪ معدل حسم.

يفترض المثال الذي نوقش الآن معدل حسم واحد وسعر نفط واحد. نظراً إلى أن سعر النفط متغيّر بشكل سيّئ، ومعدل الحسم غير موضوعي، من المفيد حساب القيمة الحالية الصافية على مجال لأسعار النفط ومعدلات الحسم. سيكون أحد عروض البيانات بصيغة مصفوفة. ستكون معدلات الحسم المناسبة 0٪ (غير محسومة)، لنقل 10٪ (كلفة رأس المال)، ولنقل 20٪ (كلفة رأس المال بالإضافة إلى علاوة من أجل المجازفة). ومجال أسعار النفط ثانية حَكَم غير موضوعي (الجدول 14 ـ 6).

الجدول 14 ـ 5 : **حساب تدفق نقدي محسوم**

	تدفق نقدي صافٍ ($million)	عامل حسم (منتصف السنة)	تدفق نقدي محسوم ($million)
1	-100	0.913	-91.3
2	-120	0.761	-91.3
3	+60	0.634	+38.0
4	+200	0.528	+105.6
5	+120	0.440	+52.8
6	+30	0.367	+11.0
المجموع	+190		+24.8

الجدول 14 ـ 6 : **القيمة الحالية الصافية**

سعر النفط ($/b)	معدل الحسم (منتصف السنة)		
	0	10	20
	القيمة الحالية الصافية		
50	200	100	50
40	120	50	-5
20	70	100	-20

إن الفائدة من هذا العرض هو أنه يعطي مؤشراً إلى كم هي حساسة القيمة الحالية الصافية لسعر النفط ومعدل الحسم. فمثلاً، إذا 20٪ ,$40/bbl تكون NPV موجبة، لكن إذا 20% ,$20/bbl تكون NPV سالبة، تشير إلى أن سعر النفط بين 20$ و$40/bbl فيستمر المشروع بدون ربح أو خسارة (أي له NPV لـ 0$ في معدل حسم 20٪).

إذا كانت كلفة رأس المال للشركة 10٪، عندئذ تمثل NPV(10) القياس الحقيقي لقيمة المشروع. أي أنه مهما حققت NPV من قيمة موجبة بعد الحسمية على كلفة رأس المال، هي القيمة الصافية الناتجة من المشروع. تطبق 20٪ حساسية معدل الحسم لتشمل المجازفة المتأصلة في العمل، وتكون معدل حسم نمطي لغربلة المشاريع (screening). ستناقش الغربلة بمزيد من التفصيل في الفقرة (14 ـ 5).

14 ـ 3 ـ 5 **وقع معدل الحسم على القيمة الحالية الصافية** The impact of discount rate on NPV

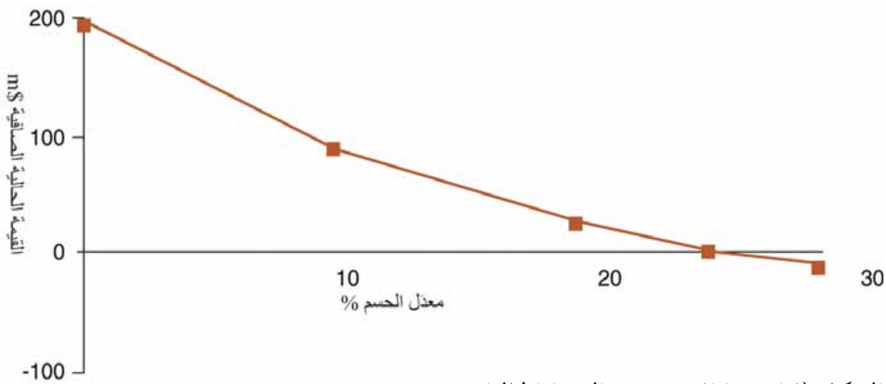
كلما تزايدت معدلات الحسم تتناقص القيمة الحالية الصافية. يظهر المخطّط التالي التدفق النقدي من مثال سابق (بفرض سعر النفط /20$ bbl وإهمال تأثير التضخّم) في أربعة معدلات حسم في منتصف السنة مختلفة (10، 20، 25، 30$).

تنخفض القيمة الحالية الصافية في معدل حسم محدد إلى الصفر. يدعى معدل الحسم هذا المعدل الداخلي للعائد (Internal Rate of Return (IRR)). كلما ارتفع المعدل الداخلي للعائد يكون المشروع أقوى، أي كلما زاد تحمله للمجازفة قبل أن ينخفض إلى مستوى كلفة رأس المال. إذا كان المعدل الداخلي للعائد للمشروع لا يحقق كلفة رأس المال، عندئذ لن يستطيع المشروع تسديد كلفة التمويل (financing) (بفرض أنه تم تمويله للشركة بكلفة رأس المال العادية). لذلك يستخدم المعدل الداخلي للعائد أحياناً كمعيار غربلة، سيناقش في الفقرة (14 ـ 5).

إحدى طرائق حساب المعدل الداخلي للعائد IRR هي رسم القيمة الحالية الصافية NPV مقابل معدل الحسم، واستقراء/ توليد لتقدير معدل الحسم التي تصبح فيها القيمة الحالية الصافية مساوية للصفر، كما في منحني القيمة الحالية

في الشكل 14 ـ 11. الطريقة البديلة لحساب المعدل الداخلي للعائد IRR هي باستخدام برمجيات وريقة جدولة (تابع IRR على لوتس 1 ـ 2 ـ 3، = تابع IRR على ميكروسوفت أكسل). يستخدم التابع تقنية التكرار لحساب ما هو معدل الحسم الذي يخفض القيمة الحالية الصافية NPV إلى الصفر. يجب العناية، عندما يكون التدفق النقدي الصافي له أكثر من تغيّر واحد للإشارة (مثل مشروع مقسم إلى أطوار مع استثمار كبير مؤخر)، لوجود حدود متعددة لـ IRR.

لذلك، بإضافة مؤشر اقتصادي نهائي، يستحق تلخيص معايير جاذبية المشروع في الفقرة التالية.



الشكل (14 ـ 11): **منحني القيمة الحالية**

14 ـ 4 المؤشّرات الاقتصادية Economic indicators

اشتق في الفقرة (14 ـ 2) عدد من المؤشّرات الاقتصادية من التدفق النقدي الصافي السنوي، والأكثر فائدة هو حياة المشروع الاقتصادية (economic life of the project)، يحدد عندما يصبح التدفق النقدي الصافي السنوي سالباً بشكل دائم.

استخدم التدفق النقدي الصافي التراكمي لاشتقاق الفائض النقدي النهائي (ultimate cash surplus) ـ القيمة النهائية للتدفق النقدي الصافي التراكمي؛ زمن التسديد (payback time) ـ الزمن حتى يصبح التدفق النقدي الصافي التراكمي موجباً. إن النقص في التعرض الأعظمي وزمن التسديد هو أنهما لا يذكران شيئاً عمّا يحدث بعد أن يصبح التدفق النقدي الصافي موجباً (استرداد الاستثمار)، ولا يعطيان أية معلومات عن العائد على الاستثمار كنسبة، المفيد في مقارنة المشاريع.

لقد ناقشنا اشتقاق وأهمية القيمة الحالية الصافية NPV، التي تعتبر أحياناً المؤشر الأكثر أهمية في الأعمال المتنامية. إنها مغرية ببساطتها، ولكنها وحيدة ـ البعد في إنها لا تختبر كفاءة استثمار كمية مقيدة من رأس المال.

النسبة الشائعة التي تشير إلى الكفاءة التي ينتج فيها المشروع ربحاً هي:

$$PIR = \frac{Cumulative\ net\ cashflow}{\textbf{Total capital}\ \textbf{expenditure}}$$

قد يكون هذا أكثر أهمية إذا كانت بنود التدفق النقدي الصافي محسومة، مثلاً:

$$10\%PIR = \frac{10\%NPV}{10\%\textbf{PV CAPEX}}$$

حيث 10% كلفة رأس المال المفروضة.

هذا المؤشر مهم بشكل خاص حيث رأس المال الاستثمار هو قيد رئيسي. إنه قياس لكفاءة رأس المال، يشار إليه أحياناً بـ NPV/NPC (الكلفة الحالية الصافية(Net Present Cost (NPC))، أو نسبة القيمة الحالية PV.

تكاليف البرميل (التكاليف ببرميل التطوير والإنتاج)، يشار إليها كذلك بواحدة التكاليف (unit costs)، وحدة التكاليف التقنية (Unit Technical Costs (UTC) أو تكاليف التطوير والرفع (development and lifting costs) مفيدة عندما إنتاجية الإنتاج أو مستويات إنتاج التصدير هي قيود على المشروع، أو عند القيام بمقارنات تقنية بين المشاريع في بعض المناطق الجغرافية.

$$\text{الكلفة للبرميل} = \frac{\text{OPEX} + \text{CAPEX}}{\text{الانتاج}} \left(\frac{\$}{\text{bb}}\right)$$

من الأفضل أحياناً استخدام القيم المحسومة، للسماح لتأثير زمن المال، لذا

$$\text{PV الكلفة للبرميل} = \frac{\text{PV OPEX} + \text{PV CAPEX}}{\text{PV الانتاج}} \left(\frac{\$}{\text{bb}}\right)$$

هذه أداة جيدة في منطقة جغرافية واحدة (أي، عمق الماء، ظروف الطقس،

البعد عن الشاطىء، وضع الخزّان) لمقارنة المشاريع للتحقق من أن مبدأ التطوير المناسب قد طُبِّق. فإذا تغيّرت المؤشّرات بشكل كبير فيجب البحث عن الأسباب.

تتغيّر وحدة التكاليف بشكل كبير مع المنطقة ـ من مرتبة 10-20/bbl$ في بحر الشمال، المياه العميقة في خليج المكسيك، روسيا، المنحدر الشمالي للأسكا، لكن فقط 2-5/bbl$ في الشرق الأوسط. هذا منعكس للموقع، المناخ وإنتاجية الخزّان.

ففي حالة الدولة التي يكون إنتاجها مقيداً، ربما نتيجة استطاعة أنبوب النفط، لكن من المعتاد أكثر نتيجة كوتا الأوبيك، من المعقول تصغير كلفة القيمة الحالية للبرميل إلى الحد الأدنى لإنتاج مستوى الكوتا بأرخص ما يمكن. بينما يمكن أن يقود هذا إلى بعض عدم الكفاءة في تخطيط التطوير، إن الجاذبية الأولية لهذه المقاربة البسيطة مغرية.

في الختام، يقارن الجدول (14 ـ 7) مظاهر المشروع المبرزة بالمؤشّرات الاقتصادية التي نوقشت حتى الآن. وتبرهن أنه مامن مؤشّر واحد يمكن أن يقدم صورة كاملة عن جاذبية المشروع، لذلك لا بد، عادة، من استخدام مجموعة من هذه المؤشّرات لصنع قرار الاستثمار. ويعتمد تحديد أهمية المؤشّر على ظروف المستثمر. ففي بيئة تقييد رأس المال، تكون نسبة الربح إلى الاستثمار هامة جداً، وإذا كان التدفق النقدي موضوعاً حرجاً، عندئذ يجب النظر إلى العائد أو المعدل الداخلي للعائد بشكل حاد.

الجدول 14 ـ 7: **مؤشّرات الربحية**

المؤشر	الوحدة	القيمة	الكفاءة	المجازفة	التوقيت
العمر الاقتصادي	السنة	×	×	√	√
التعرض الأعظمي	$	×	×	√	×
زمن التسديد	السنة	×	√	√	√
التدفق النقدي الصافي الاجمالي	$	√	×	×	×
PIR, (NPV/NPC)	٪	×	√	√	×
وحدة التكاليف التقنية	$/bbl	×	√	√	×
NPV	$	√	×	×	×
IRR	٪	×	√	√	×

14 ـ 5 **فرز المشروع وترتيبه** Project screening and ranking

يقصد بالفرز التحقق من أن إنجاز المشروع الاقتصادي المتوقع يعبر عتبة مفروضة، أو «عقبة (hurdle)». تستخدم للنخل السريع للمشاريع المهمة عن تلك غير ـ البادئة (non-starters). يستخدم المستثمرون عادة المعدل الداخلي للعائد كمعيار فرز باختبار المعدل الداخلي للعائد مقابل معدل عتبة أصغري، على سبيل المثال، IRR%20 عندما 30/bbl$. يستطرد اعتبار المشروع، شريطة تجاوز المعدل الداخلي للعائد لقيمة العتبة، وإلا يرفض في الصيغة الحالية.

في حال لا محدودية الموارد، يأخذ المستثمر كل المشاريع التي تحقق معيار الفرز. إن ترتيب المشروع (project ranking) ضروري للوصول بالأعمال إلى المرتبة المثلى، عند محدودية الموارد ويوجد مشروعان أو أكثر (التي تحقق معيار الفرز) للاختيار فيما بينها.

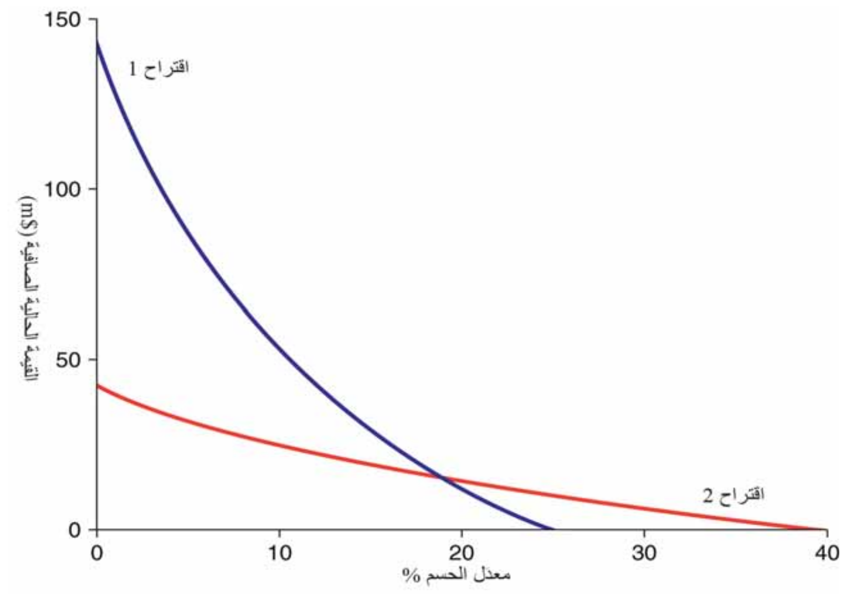
يمكن استخدام منحني القيمة الحالية PV لاختيار الاقتراح الأكثر جذباً في معدل الحسم المناسب، إذا كان المؤشر الأولي هو القيمة الحالية الصافية NPV. يوضح الشكل (14 ـ 12) بأن ناتج القرار قد يتغيّر مع تغيّر معدل الحسم.

يكون المقترح 1 مفضلاً أكثر فيما يتعلق بالقيمة الحالية الصافية، عندما يكون معدل الحسم أقل من 18%، بينما عندما يكون معدل الحسم أعلى من 18٪، يكون المقترح 2 هو الأكثر جذباً. تستخدم القيمة الحالية الصافية هنا كأداة ترتيب للمشاريع. يولد المقترح 1 القيمة الأعلى للقيمة الحالية الصافية، عندما تكون الكلفة النمطية لرأس المال، لنقل، 10٪، بالرغم من أن المعدل الداخلي للعائد IRR أصغر.

إن الإجراء النمطي هو بفرز المشاريع المعروضة بالنسبة إلى العتبة IRR، لنقل 20٪. في المثال الوارد أعلاه، يجتاز كلا المشروعيّن الاختبار. الخطوة التالية هي في ترتيب المشاريع على أساس القيمة الحالية الصافية لكلفة رأس المال. سيؤدي هذا إلى وضع المشروع 1 في مرتبة أعلى.

إن الخيار بين المشاريع على أساس المعدل الداخلي للعائد IRR وحده يجازف برفض مشاريع ذات قيمة أعلى، مع مشاريع أكثر اعتدالاً، لكنها مقبولة معدل العائد.

مرة ثانية، يجب تذكّر مقارنة مؤشّرات المشروع (الجدول 14 ـ 7) ـ يجب أن يكون المرء مدركاً أي معيار هو المهم للشركة في ذلك الوقت.



الشكل (14 ـ 12): ترتيب المشروع باستخدام منحني القيمة الحالية PV.

14 ـ 6 تحليل الحساسية Sensitivity analysis

كما نوقش في الفقرة (14 ـ 2) بأن البيانات التقنية والمالية والاقتصادية التي جُمِعت لإنشاء التدفق النقدي للمشروع تحمل شكوكاً. تم إنشاء حالة اقتصادية الأساس باستخدام، على سبيل المثال، القيم المرجحة لمنحني الإنتاج وتقديرات كلفة 50/50، مع «التقدير الأفضل (best estimate)» لأسعار النفط المستقبلية واتفاقية الإنتاج المتكهن بها والنظام المالي.

ينجز تحليل الحساسية بهدف اختبار الانجاز الاقتصادي للمشروع مع تغيّرات دخل بيانات الحالة الأساس. يشير هذا إلى قوة المشروع أمام التغيّرات بمعيار واحد أو أكثر، ويبرز كذلك إلى أيّ من الدخل تكون اقتصاديات المشروع أكثر حساسية. يمكن عندها التوجه إلى هذا الدخل بشكل مميّز أكثر. على سبيل المثال، إذا كانت اقتصاديات المشروع عالية الحساسية لتأخير الإنتاج الأول، يجب عندها إعادة النظر ببرنامج المواعيد بشكل حاسم.

يؤدي تغيير واحد فقط بمعاملات الدخل الفردية في وقت ما يعطي مؤشراً واضحاً لوقع كل معامل على القيمة الحالية الصافية (المؤشر النمطي الموضوع قيد البحث)، مع أنه من الناحية العملية، ربما سيكون هناك مجموعة من

التغيّرات. يقدر عادة التأثير المشترك للمعاملات الفردية المتغيّرة بدقة بإضافة التأثيرات الفردية في القيمة الحالية الصافية للمشروع.

إن المعاملات النمطية التي يمكن أن تتغيّر في تحليل الحساسية هي:

معاملات تقنية (Technical parameters):

- نفقات رأس المال CAPEX
- نفقات التشغيل OPEX (ثابتة و/أو متغيّرة)
- الاحتياطي والإنتاج المتكهن به
- التأخير في الإنتاج الأول

معاملات اقتصادية (Economic parameters):

- توقيت الحسم المالي (أي التقييد)
- معدل الحسم
- سعر النفط
- التضخّم (inflation) (بنود عامة ونوعية)

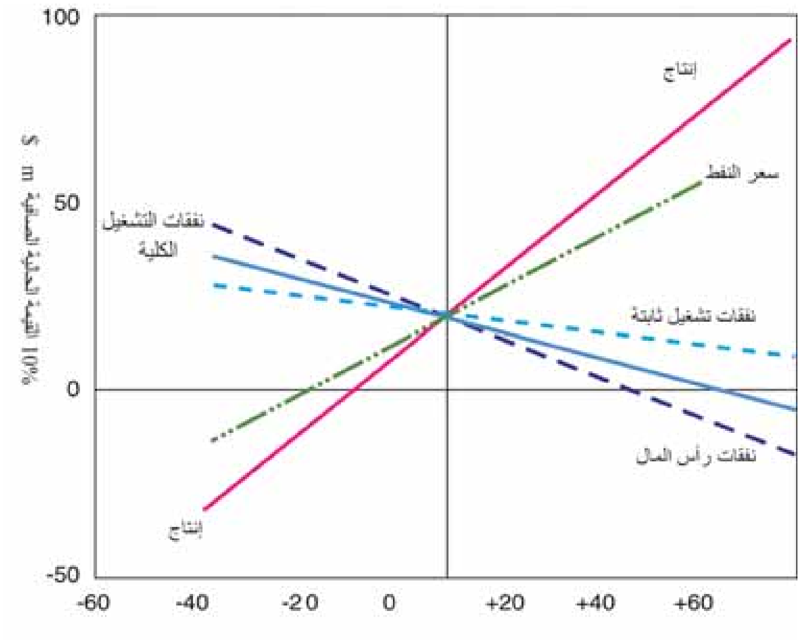
إذا كان النظام المالي قابلاً للتفاوض، عندها ستكون حساسيات المشروع لهذا الدخل مناسبة في التحضير للمناقشة مع الحكومة المضيفة.

عندما تنجز الحساسيات يكون المؤشر الاقتصادي المقدم عادة هو القيمة الحالية الصافية في معدل الحسم الذي يمثل كلفة رأس المال، لنقل 10٪، يعتبر هذا القيمة الحقيقية للمشروع.

قد تمثل نتائج تحليل الحساسية بصيغة جدولية، لكن التمثيل البياني المفيد هو مخطّط للتغيّر في NPV(10) مع تغيّر النسبة المئوية للمعامل المتغيّر، كما يظهر في الشكل (14 ـ 13). يدعى هذا أحياناً مخطّط العنكبوت (spider diagram).

يظهر المخطّط مباشرة أيّاً من المعاملات التي تكون NPV(10) أكثر تأثراً به ـ المعامل الذي يظهر الميل الأشد انحداراً. وبالتالي يمكن ترتيب المتغيّرات حسب وقعها النسبي.

من المفيد بتر الخطوط في القيم القصوى، التي تعتبر قابلة الحدوث، على سبيل المثال يمكن اعتبار سعر النفط متغيّراً بين ـ 40٪ و+20% من استهلاك الحالة الأساسية. يضيف هذا التمثيل قيمة إضافية للمخطّط.



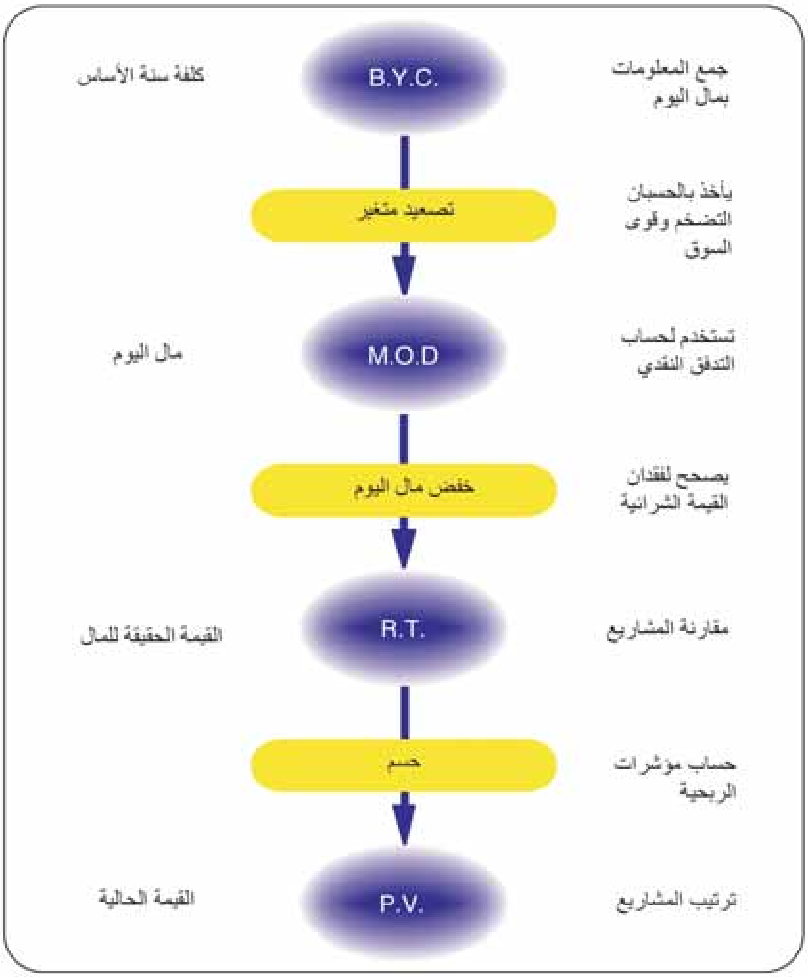
الشكل (14 ـ 13): **مخطّط الحساسية لـ** 10٪ قيمة حالية صافية.

14 ـ 7 **تضمين التضخّم** Incorporating inflation

التضخّم عامل يؤخذ بالحسبان في التقييمات الاقتصادية، نظراً إلى أنه أصبح حقيقة واقعة في كل الاقتصاديات في العقود الأخيرة. يزيد التضخّم سعر البضائع ويأكل القيمة الشرائية للمال مع الوقت. عند وضع التقديرات لكمية المال المطلوب للسَوق للمواد والخدمات لتطوير مشروعنا، فمن أفضل ما نعمل عادة هو حساب الكلفة في الزمن المرجع، الذي ندعوه كلفة السنة المرجع (Base Year Cost (BYC))، ثم التخمين كيف ستصعد هذه في المستقبل، بسبب التضخّم وعوامل السوق النوعية الأخرى. يسمح هذا بحساب التدفق النقدي بمال اليوم MOD ـ كمية المال النقدي الذي سيسَوق في وقت محدد في المستقبل. يمكن أن يطبق هذا الصعود على التكاليف وكذلك على أسعار المنتجات إذا كنا نؤمن بأن أسعار النفط والغاز سترتفع في المستقبل.

تنجز الحسابات الاقتصادية لحسم رأس المال، الأتاوة، والضرائب في التدفق النقدي بمال اليوم، وينتج تدفق نقدي صافي بمال اليوم. ولتقدير ما يساوي في الوقت المرجع، يخفض هذا التدفق النقدي الصافي للشروط الحقيقية (RT). يجمع عادة، الخفض والحسم الذي نوقش في الفقرة (14 ـ 3) في خطوة واحدة. من المهم إدراك أن الخفض يعيد مال اليوم MOD إلى الشروط الحقيقية RT، بينما تم القيام بالحسم لعكس كلفة رأس مال المشروع، لتصحيح التدفق النقدي الصافي المستقبلي إلى القيمة الحالية PV.

يمكن رؤية العملية في المخطّط الوارد فيما يلي (الشكل 14 ـ 14):



الشكل (14 ـ 14): معالجة التضخّم ـ أنواع المال.

تشير RT إلى القوة الشرائية للمال. لنفرض بأن 100$ يمكن أن تشتري 100 رغيف من الخبز بسعر رغيف/دولار. إذا ازداد التضخّم تصبح كلفة الرغيف 1.10$ بعد سنة، عندئذ نفس الـ 100$ ستشتري بعد سنة 100/1.1 (أي 91) رغيفاً من الخبز فقط. إن القيمة الحالية لـ 100$ MOD بعد سنة هي 91$. أي شخص يزداد دخله أبطأ من التضخّم سيشعر بفقدان القيمة الحالية لدخله.

للاستكمال، عندما نحسب المعدل الداخلي IRR لعائد المشروع، يتم ذلك بحساب ما هو معدل الحسم الذي يجعل التدفق النقدي الصافي بمال اليوم مساوياً للصفر، كما نوقش في الفقرة (14 ـ 3). المعدل الحقيقي للعائد (Real Rate of Return (RRoR))، كما يستخدم من قبل المحللين التجاريين، هو معدل الحسم الذي يجعل التدفق النقدي الصافي بمال اليوم مساوياً للصفر. ففي معدلات تضخّم منخفضة يكون المعدل الحقيقي للعائد (RRoR) أخفض من المعدل الداخلي تقريباً بحدود معدل التضخّم.

14 ـ 8 **اقتصاديات الاستكشاف** Exploration economics

ناقشنا حتى الآن، اقتصاديات تطوير الحقول المكتشفة، واهتمت تحاليل الحساسية التي أدخلت، بتغيّرات المعاملات مثل الاحتياطي، نفقات رأس المال، نفقات التشغيل، سعر النفط وتوقيت المشروع. في هذه الحالات لم تذكر خطورة عدم وجود احتياطي هيدروكربون، لأنه تم افتراض حدوث اكتشاف، وأن هناك، على الأقل كمية صغرى من الاحتياطي القابل للاستعادة. سيأخذ هذا الفصل بعين الاعتبار كيف يتم التقييم اقتصادياً لمكامن الاستكشاف.

يجب الأخذ بعين الاعتبار، في اقتصاديات الاستكشاف، الفشل ـ احتمال صرف رأس المال بدون عائد مستقبلي. إن معدل النجاح العالمي النمطي لترتيب النشاط الاستكشافي (أي الاستكشاف في منطقة مجهولة) هو اكتشاف تجاري (commercial discovery) واحد لكلّ 10 آبار محفورة. لذلك يجب الأخذ بالحسبان عند تقدير الاحتياطي الناتج من نشاط استكشافي الشك بحجم الهيدروكربون القابل للاستعادة والمجازفة بإيجاد الهيدروكربون (الشكل 14 ـ 15).

تذكر منحني الاحتمال التراكمي النمطي لاحتياطي استكشاف حيث احتمال النجاح (POS) هو30%. يمكن تقسيم جزء «النجاح» على محور الاحتمال إلى ثلاث عصائب متساوية، ويحسب متوسط الاحتياطي لكلّ عُصَابة لتقديم تقدير

احتياطي منخفض ومتوسط ومرتفع، إذا كان هناك نفط موجود.

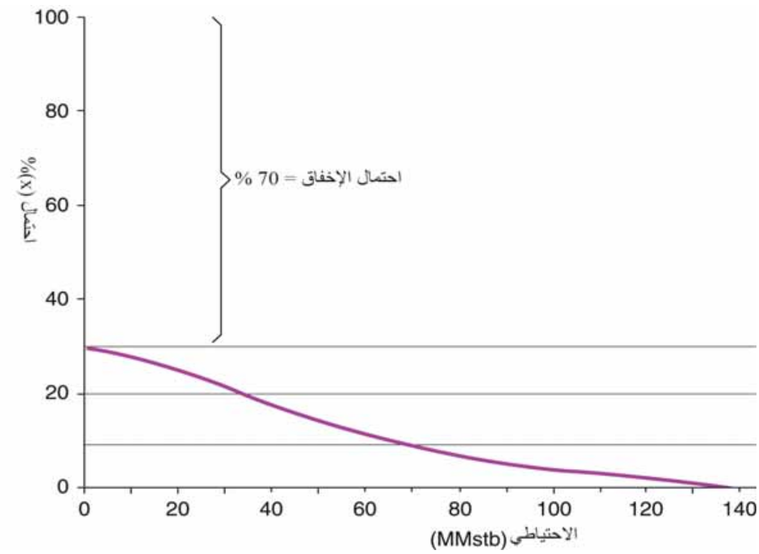
من منحني التوقع هذا، إذا كان الهيدروكربون موجوداً (30٪احتمال)، عندئذ يكون التقدير المنخفض والمتوسط والعالي هو 20، 48 و100MMstb. يمكن تحديد القيمة الحالية الصافية للمكمن للاحتياطي المنخفض والمتوسط والمرتفع بتقدير التكاليف الهندسية وتوقع الإنتاج للحالات الثلاث. يجب إنجاز هذا ليس ببساطة بالتدريج، لكن بتفصيل حل هندسي لكلّ حالة بفرض أننا سنعلم حجم الاحتياطي قبل تطوير الحقل. على سبيل المثال، يمكن تطوير حالة الاحتياطي المنخفض كتطوير تابع مربوط بالمنشآت الموجودة، بينما حالة الاحتياطي المرتفع يمكن أن تكون أكثر اقتصادية للتطوير باستخدام حفر مخصص ومنشأة إنتاج.

نعرف القيمة المالية المتوقعة EMV لاستكشاف ناجح كما يلي:

EMV = NPV غير المجازفة × POS ـ PV لتكاليف الاستكشاف

حيث POS احتمال النجاح لتطوير اقتصادي، NPV القيمة الحالية الصافية غير المجازفة هي متوسط H وM وL وNPVs (بدون اعتبار تكاليف الاستكشاف والتقييم)؛ PV القيمة الحالية لتكاليف الاستكشاف وهي كلفة محسومة لنشاط الاستكشاف.

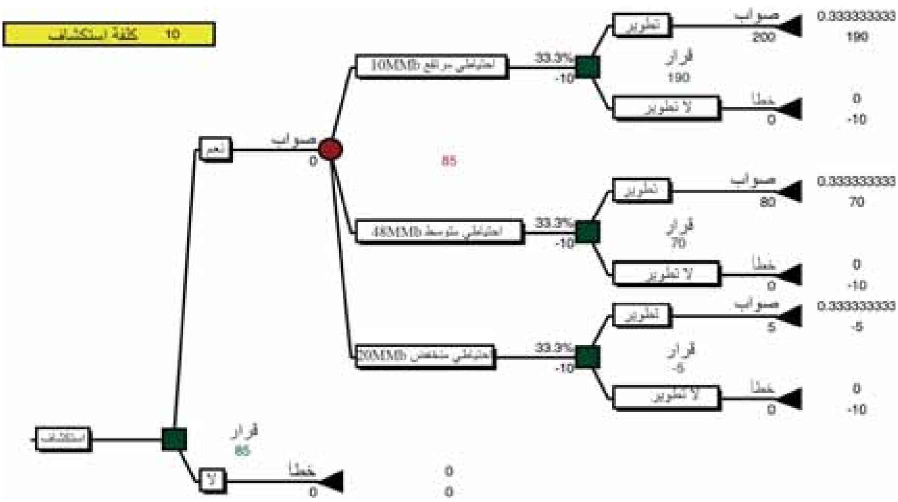
تقدر POS باستخدام التقنيات التي نوقشت في الفصل الثالث.



الشكل (14 ـ 15): منحني الاحتمال التراكمي لنجاح استكشاف.

الطريقة البديلة لاعتبار EMV هي بعرض النواتج على شجرة قرار. الشكل (14 ـ 16) هو مثال على شجرة قرار التي تستخدم القيم الواردة أعلاه.

فُرِضَ بأن كلفة النشاط الاستكشافي هي 10$ مليون. فُرِضت القيمة الحالية الصافية لتطوير حالة الاحتياطي المرتفع، المتوسط والمنخفض 200$، 80$ و5$ مليون على التوالي، لذلك فالحالة المرتفعة تؤدي فعلياً إلى خسارة عند الأخذ بالحسبان تكاليف الاستكشاف. فيما لو كان الاحتمال متساوياً لحدوث الحالات المنخفضة والمتوسطة والمرتفعة، وبفرض أن الحالة المنخفضة ستطور لتحصيل ربح صغير، تكون القيمة المالية المتوقعة EMV للمكمن هي 85$، ومرة أخرى فُرِضَت كلفة الاستكشاف10$ مليون. استخدمت المسألة السابقة برنامجاً من باليساد Palisade، يدعى «شجرة الدقة Precision Tree)» (الشكل 14 ـ 16).

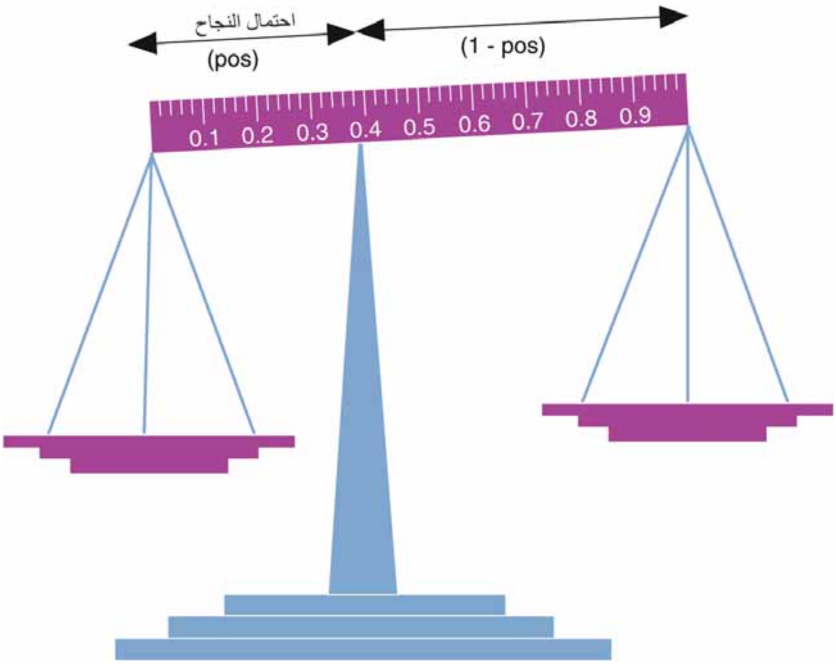


الشكل (14 ـ 16): **مثال لشجرة قرار.**

بتعبير بسيط، يعني تقييم فرصة الاستكشاف وزن الجائزة المحتملة (مضروبة باحتمال ربحها) مقابل الخسارة المؤكدة لكلفة الاستكشاف. الشكل (14 ـ 17) هو تمثيل لحساب المجازفة ـ المكافأة.

حتى لو كانت القيمة المالية المتوقعة لمكمن غير محفور (بعد اقتطاع تكاليف الاستكشاف) موجبة، ما يزال المستثمر بحاجة إلى تقرير إن كان المكمن هاماً. على سبيل المثال هل سيكون مكمن قيمته المالية المتوقعة 50$

مليوناً جذاباً فيما إذا كانت كلفة الاستكشاف 25 $ مليوناً. يجب أن يكون لهذه الفرصة «غطاء مجازفة (risk cover)» بقيمة 2. بكلمات أخرى، يصرف المرء 25$ مليوناً بضمانة ربح جائزة مضمونة قدرها 50 $ مليوناً. قد لا يكون هذا جذاباً لمستثمرين لديهم فرص أخرى أفضل لاقتفائها. في هذه الحالية يمكن اعتبار اقتطاع للخارج (farm-out) لتشمل مستثمراً لديه موقع مختلف لمثل هذه المجازفة.



الشكل (14 ـ 17): وزن مجازفات الاستكشاف.

الفصل الخامس عشر

تحليل المجازفة

Risk Analysis

مقدّمة والتطبيق التجاري: لقد أثبتنا بأن أعمال النفط والغاز تتضمن استثمارات كبيرة في كل مراحل دورة حياة الحقل. لا يُضمن خلال مراحل كسب الدخول والاستكشاف والتقييم الحصول على عائد، ويتم خلال مرحلة التطوير صرف استثمارات كبيرة على أمل الحصول على عائدات خلال فترة طويلة من الزمن. فترات التسديد، نمطياً طويلة، والمشروع عرضة لتقلبات كبيرة في المتغيّرات الأساسية مثل سعر النفط والغاز وكلفة الخدمات خلال حياة إنتاجه. لهذه الأسباب، من المهم القيام بتحليل تقني وتجاري للمجازفة عند اتخاذ القرارات للاستثمار في الصناعة. بالإضافة، إن طبيعة إنتاج النفط والغاز خطرة بجوهرها، والوقع المحتمل على الناس المتورطين محلل بحذر ومخفض إلى مستويات مقبولة بتصميم المصنع وإجراءات التشغيل.

ستلخص هذه الفقرة تقنيات تحليل المجازفة التي أُدخلت في مناطق الاستكشاف والتقييم والصحة والسلامة والبيئة HSE، وستغطي بعض الطرائق المستخدمة في إدارة المجازفة في مشاريع التطوير.

15 ـ 1 تعريف المجازفة ووحدة القياس Risk analysis and unit of measure

حيث إن شكوك المشروع تشير إلى مجال للقيم المحتملة لمتغيّرات المشروع، يمكن تعريف مجازفة المشروع بشكل ملائم بأنه وقع الناتج على

أصحاب العمل (stakeholders). على سبيل المثال، إن سعر النفط هو دخل في التحليل الاقتصادي للمشروع والخطر من تغيير السعر سيقاس بدليل القيمة الحالية الصافية. طبعاً قد يكون العائد أفضل أو أسوأ من الحالة الأساسية، لذا قد يكون للمجازفة جانب موجب، وكذلك جانب سالب. نحن نفكر بالمجازفة من ناحية الوقع السالب، لكن يجب أن نذكر أنه يوجد أحياناً عنصر إيجابي في المجازفة (قد ندعوه فرصة (opportunity)) ويمكن متابعة هذا الجانب العلوي.

من الواضح أن المجازفة في المثال الوارد أعلاه باللغة المالية هي الدولارات. مع ذلك، ليس الاستثمار هو المجازف به في المشروع، تضع الشركة كذلك سمعتها، أفرادها والبيئة بخطر. مع أنها عبارة مثيرة للنزاع إلى حد ما. لكن المجازفات في وجوهها الأخرى يمكن أن تقاس بلغة الدولارات. يقدم خبراء التأمين تقديرات كقيمة الأذى للناس، وضرر البيئة قد يوقع غرامات وتكاليف معالجات وضياع السمعة الجيدة قد يحدد قابلية الشركة لكسب الدخول إلى مناطق جديدة. طبعاً، يعزز الإنجاز الإيجابي في الأمان والبيئة السمعة ويخفض التكاليف ويضيف قيمة. على العموم، إن الشروط المالية هي مقياس مناسب للمجازفة، وتسمح بإجراء المقارنات، وتبرر المصاريف لتخفيض المجازفات باحتمال حدوث وقع سلبي.

من المفيد في بعض الحالات تعريف المجازفة كحاصل ضرب الوقع (impact) والاحتمال (probability)، ويقاس أيضاً بالدولارات. لذلك سيعتبر حادث بوقع عالٍ واحتمال منخفض، مثل اضطراب أو كارثة بمصنع كبير، سيعتبر كجداء الاثنين (حاصل ضرب الاثنين)، الذي يمكن أن يكون كبيراً، ويستحق التخفيض من خلال جهود التصميم والنفقات. وهذه تقنية تستخدم لتقييم كمّي للمجازفة QRS.

15 ـ 2 ملخّص لتقنيات تحليل المجازفة في الاستكشاف والتقييم
Summary of Risk Analysis Techniques in Exploration and Appraisal

إن الشكوك الأساسية في طور الاستكشاف هي وجود منظومة النفط التي يمكن أن يتراكم بها الهيدروكربون في خزّان، وحجوم هذا الهيدروكربون، فيما لو وجد. يجمع هذان الشكان بحجم مجازف به من جراء ضرب احتمال النجاح POS بالمجال الحجمي، يمثل أحياناً بمنحني توَقع، كما قُدّمَ في الفصلين السابع والرابع عشر.

باختصار يمكن حساب الحجم المجازف به من احتياطي الهيدروكربون، كما يلي:

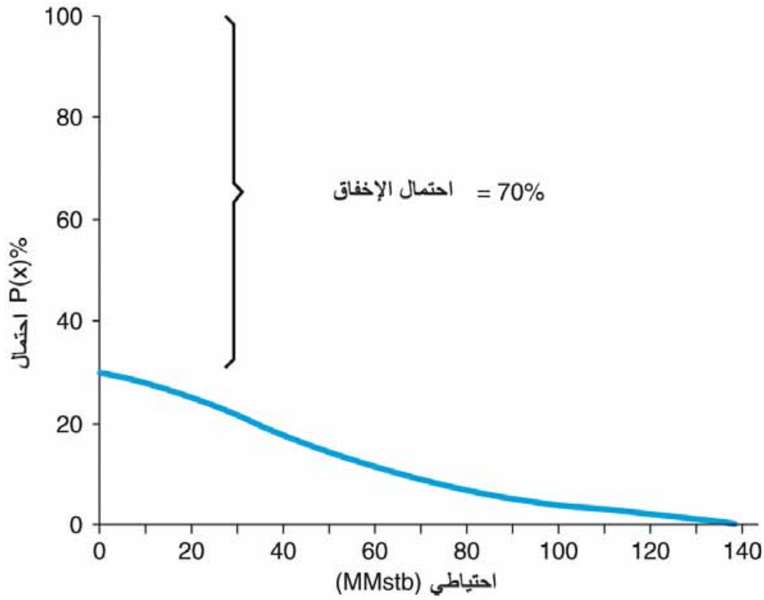
حجم الهيدروكربون المجازف به	احتمال النجاح (POS)
الاحتياطي =	احتمال النجاح =
حجم الصخر الإجمالي (GRV)	P (المصدر)
x	x
	نسبة الصافي إلى الإجمالي
P(هجرة)	
x	x
المسامية	P (مصيدة محكمة)
x	x
الإشباع بالهيدروكربون	P (خزّان)
x	x
الانكماش	P (التوقيت)
x	x
عامل الاستعادة	
الاحتياطي x احتمال النجاح = الاحتياطي المجازف به	

كما وُصِفَ في الفصل السابع، من الشائع توليد منحني توزع لمجال الشك بحجم احتياطي الهيدروكربون، تستخدم أحياناً تقنية محاكاة مونت كارلو (Monte Carlo simulation)، لجمع الشك في كل معامل مُدخل. يضرب منحني التوزع هذا باحتمال النجاح POS لانتاج مجال لاحتياطي مجازف به (risked reserves)، كما يظهر في الشكل (15 ـ 1).

في هذا المثال، الاحتياطي p90, p50, p10 هو تقريباً 100, 50, 10MMstb واحتمال النجاح 30 ٪، بحيث إن الاحتياطي المجازف به p90, p50, p10 هو تقريباً 3, 15, 30MMstb.

هذا المخطّط مفيد في الإشارة إلى أن احتمال تجاوز أي مستوى من الاحتياطي، مثلاً، احتمال تجاوز 100MMstb هي تقريباً 3٪ واحتمال تجاوز 50MMstb هي تقريباً 15٪. إذا كان بالإمكان تزويد العتبة التجارية للتطوير بواسطة الاقتصاديين، لنقل 50MMstb، عندئذ يمكن إيراد احتمال النجاح

التجاري (probability of commercial success)، في هذه الحالة 15% ـ يمكن أحياناً الإشارة إليه بالاختصار POSc.



الشكل (15 ـ 1): مجال الاحتياطي المجازف به لمكمن استكشافي.

إن الطريقة الأبسط التي يمثل بها مجال الاحتياطي المجازف به، هي بضرب حجم الاحتياطي p90, p50, p10 باحتمال النجاح لإيراد تقدير الاحتياطي المجازف به p90, p50, p10.

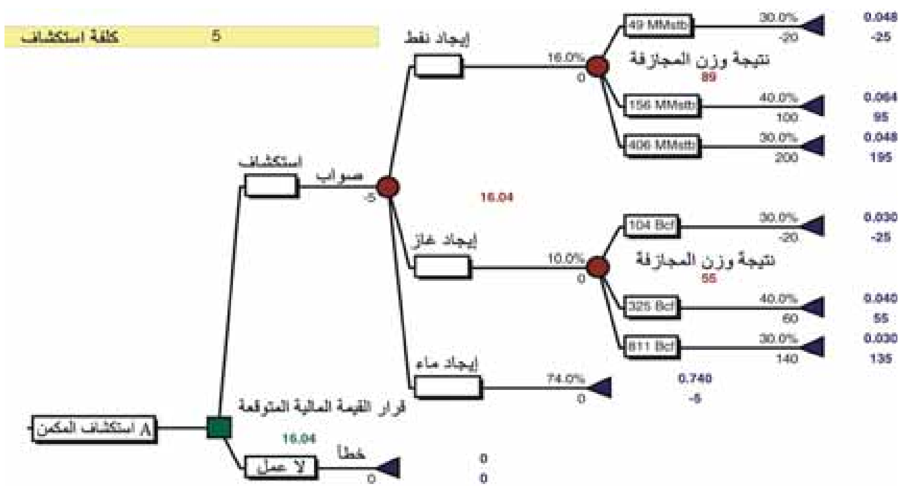
تحسب القيمة المالية المتوقعة EMV للمشروع بأناقة بتقدير القيمة الحالية الصافية NPV للمشروع لرقم منفرد لحجوم الاحتياطي، نمطياً حالات p90, p50, p10. تجمع هذه عندها مع كلفة الاستكشاف (لنقل E) لحساب القيمة المالية المتوقعة EMV، باستخدام مقاربة تحليل شجرة القرار التي قدمت في فصل رقم الرابع عشر.

يُظهر المثال الوارد أدناه شجرة قرار لمكمن استكشافي مرسوم بواسطة برنامج بريسيجن تري (Precision Tree®)، وهو برنامج تكميلي لميكروسوفت أكسل. كلفة الاستكشاف 5$ ملايين دولار، والقيم الحالية الصافية لـ p90, p50, p10 لاكتشاف النفط والغاز هي 200 ,100 ,20-$ مليوناً على التوالي. إن قيمة

إيجاد ماء هي صفر طبعاً. تتضمن كل ورقة في نهاية الغصن، والتي تتبع الاستكشاف، كلفة الاستكشاف، وتم وزن القيم p90, p50, p10 على 30, 40, 30% على التوالي. يقدر احتمال النجاح للنفط بـ 16٪، واحتمال النجاح للغاز 10٪، 10٪، لذا فاحتمال النجاح بإيجاد ولا أي منهما 74٪. إن القيمة المالية المتوقعة للمكمن 16.04$ مليوناً، بفرض كلفة الاستكشاف هي 5$ ملايين دولار.

حسبت الأرقام الزرق عل نهايات الأوراق كسَوق صافي واحتمال الحدوث التراكمية (كما حُدِدت بالبرنامج)، تتضمن نواتج المجازفة الموزونة كلفة الاستكشاف المفروضة.

إذا نجح الاستكشاف، سيتضمن الطور التالي من دورة حياة الحقل تقييم الاكتشاف.

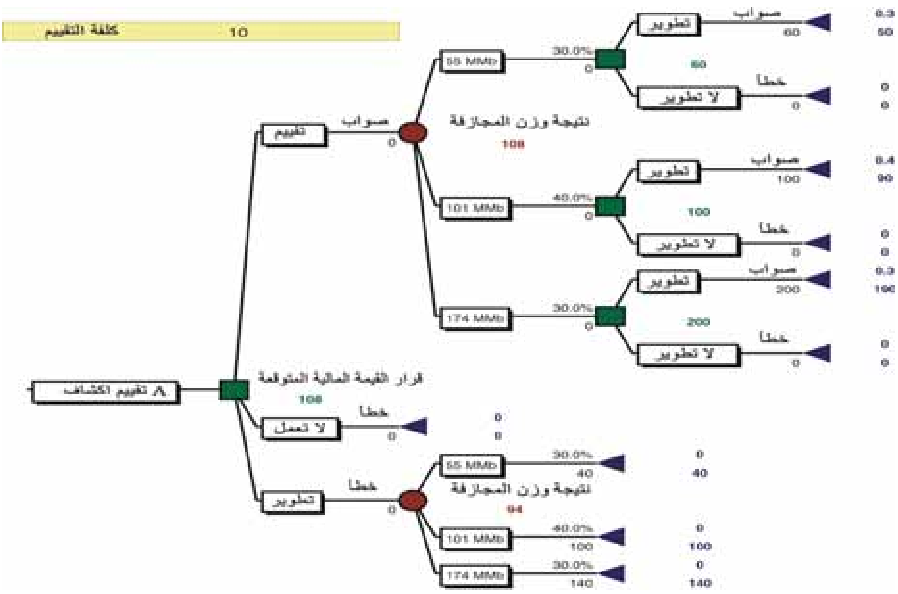


الشكل (15 ـ 2): حساب القيمة المالية المتوقعة EMV لمكمن استكشافي باستخدام تحليل شجرة القرار.

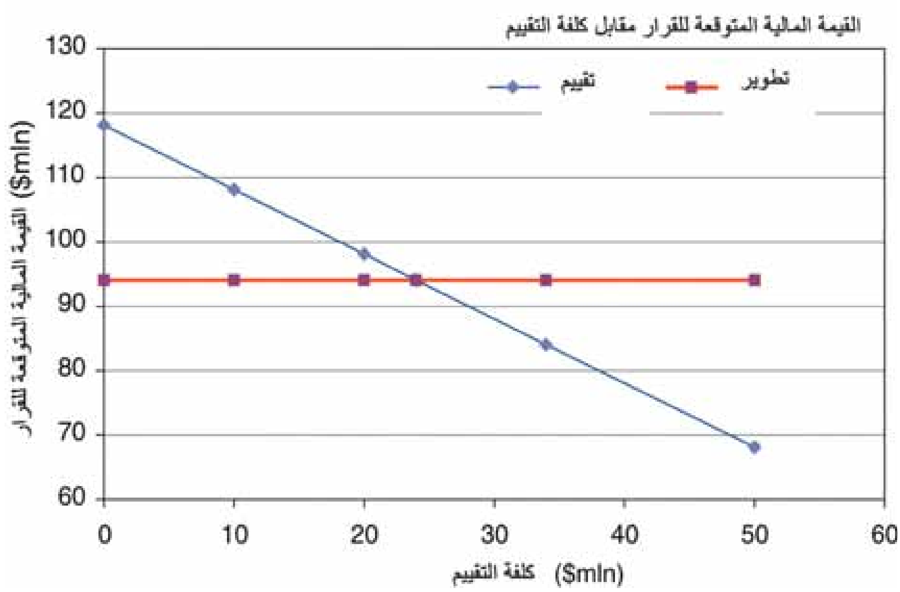
خلال طور التقييم، يكون الموجّه الأساسي هو تخفيض الريبة من خلال جمع البيانات وتخمين حجم استملاك وسائل التطوير بشكل يتضمن جمع المعلومات بشكل نظامي، القيام بمسح سيسمي وحفر آبار وإنجاز اختبارات إنتاج. تمثل قيمة المعلومات (Value of Information) (VOI) القيمة العظمى لبيانات التقييم، وهي مساوية لقيمة المشروع مع المعلومات، ناقصاً قيمة المشروع بدون المعلومات.

ثانيةً، تكون شجرة القرار طريقة مناسبة لتقدير قيمة المعلومات VoI. مع تذكر هذا، يمكن تصميم برنامج التقييم لتخفيض الشك في المعاملات الأساسية.

في المثال الوارد أعلاه، وجد في مكمن الاستكشاف الذي قُدِّمَ في الشكل (15 ـ 2) النفط حقاً، والسؤال الآن هل يُطّور الاكتشاف مباشرة أو يُقّيم أولاً. أخذت ثلاث قيم احتياطي متفرقة من توزع الاحتياطي، هي p90, p50, p10. وزنت هذه 30, 40, 30% على التوالي. عُززت قيم المشاريع المتطابقة بعد تقييم ترتيب القياس الصحيح (right-sizing) للمنشآت ($60, 100, 200 مليوناً، إذا خضعت لترتيب القياس الصحيح، مقابل $40، $100، و$140 مليوناً إذا طُورت باستخدام المنشأة المصممة فقط لحجم p50). وضعت كلفة التقييم $10 ملايين. يفضل مع كلفة هذا التقييم، إجراء التقييم ثم تفصيل حجم المنشأة بدلاً من التطوير مع حجم منشأة وحيد وفقط بعد إيجاد القيمة الحقيقية للاحتياطي. يمكن إنجاز تحليل الحساسية لتحديد الكلفة العظمى للتقييم قبل أن يكون من الأفضل الالتزام بالتطوير بدون معرفة حجم الاحتياطي الحقيقي. هذه الكلفة ستكون القيمة العظمى للمعلومات VoI، والصرف أكثر من ذلك على معلومات التقييم سيكون غير مبرر. في هذا المثال، إن قيمة المعلومات العظمى $24 مليوناً (الشكلان (15 ـ 3) و(15 ـ 4)).



الشكل (15 ـ 3): حساب قيمة المعلومات باستخدام شجرة القرار.



الشكل (15 ـ 4): تحليل الحساسية لتحديد القيمة العظمى لمعلومات التقييم.

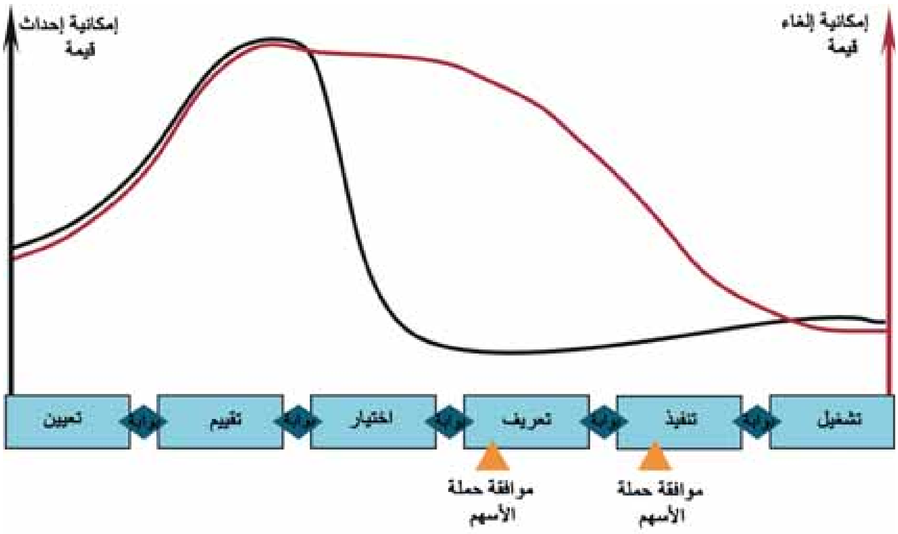
15 ـ 3 تحليل المجازفة لاستثمارات رأس المال الرئيسية للمشاريع

Risk analysis for major capital investments in projects

يمكن أن تمثل المجازفات الوقع السلبي المحتمل أو فرصة الجانب العلوي، وتُعيَّن بهدف تخطيط التلطيف ضد تلك ذات الوقع السلبي المحتمل، وللاستفادة من الجوانب العلوية المُعيّنة.

من المألوف، في مشاريع رأس المال الهامة إنجاز تحليل المجازفة في عدة مراحل من تخطيط التطوير، بحيث يمكن تعيين بنود المجازفة مبكراً وتخطط الأعمال بناء عليه. يوجد انتقاد عام للصناعة، وهو أن الشركات تتقدم كثيراً جداً بتصميم المشاريع التي تبرهن في النهاية أنها غير قابلة للتنفيذ ـ من الواضح أن التعيين المبكر لهذا أكثر كفاءة. لمساعدة هذا تستعمل عملية بوابة مرحلية (stage-gate process) من قبل العديد من الشركات.

تقسم البوابة المرحلية المشروع إلى أطوار، مع موافقة مطلوبة في كل مرحلة قبل التقدم عبر هذه «البوابة (gate)» إلى المرحلة التالية. كلما بَكَّرَ تعيين المجازفة أو الفرصة، زاد احتمال خلق قيمة، وبالمثل كلما تأخر التعيين زاد حدوث تآكل قيمة المشروع (الشكل 15 ـ 5).



الشكل (15 ـ 5): عملية البوابة المرحلية النمطية.

يشير الجدول التالي باختصار إلى النشاطات التي تحدث في كلّ مرحلة:

المرحلة	النشاط
تعيين	تعيين الفرصة للاستثمار.
تقييم	الأخذ بعين الاعتبار خيارات التطوير والبرهنة على أن واحداً على الأقل قابل للتنفيذ اقتصادياً. وإقرار فيما إذا كان يتطلب مزيداً من النشاط التقييمي لتحسين قيمة المشروع.
اختيار	الاختيار بين الخيارات الناتجة، بناء على معايير اقتصادية وبيئية وسلامة.
تعريف	إنجاز تصميم مفصل لمبدأ التطوير المختار.
تنفيذ	جلب الموردين والموافقة على العقود لبناء المنشآت ومعدّات المعالجة والحفر. تصنيع المصنع وتركيبه وتشغيله.
تشغيل	إدارة المنشأة.

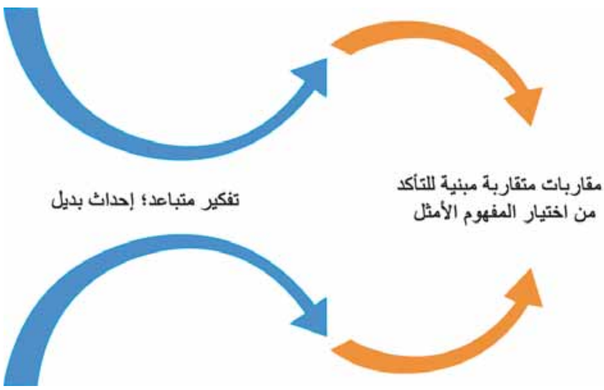
يمكن تسمية مرحلة التقييم (Assess stage) بمرحلة التثمين (Appraisal stage) في بعض الشركات، ولعملية البوابة المرحلية جذورها في التخطيط التقليدي ومقاربة التحكم التي نوقشت في الفقرة (13 ـ 2) من الفصل الثالث عشر.

هنالك أدوات مفيدة لتحليل المجازفة التي يمكن تطبيقها في المراحل الواردة أعلاه، وستقدم الآن.

15 ـ 3 ـ 1 **عصف فكري** Brainstorming

إن الهدف من مرحلة التقييم هو التأكد من أن كافة البدائل المعقولة قد أخذت بعين الاعتبار وغربلت بطريقة متينة قبل التصميم على «حل (solution)» سريع جداً. إنها الطبيعة البشرية، اللجوء إلى المعلوم واستبعاد غير المألوف، ويمكن أن يقود هذا إلى فرصة ضائعة. إن التقنية المفيدة التي يمكن استخدامها في هذه المرحلة هي العصف الفكري (brainstorming). لا توضع حدود للفريق عند فعل هذا، وتعمل بشكل أفضل مقاربة متعددة الضوابط (multidisciplinary approach). تأتي بعض الأفكار المبتكرة من أعضاء فريق غير مدرّب والذين لا يعاقون بتحدي ما يعتبره المُدرّب نموذجاً. تماثل هذه المرحلة التفكير المتباعد (divergent thinking) الظاهر أدناه. لا شيء مستحيل في هذه المرحلة! تغربل الخيارات غير الممكنة التنفيذ فيما بعد (الشكل 15 ـ 6).

في هذه المرحلة طبعاً، تكون تقنيات قيمة المعلومات VoI قابلة للتطبيق لتحديد ما إذا كان جمع مزيد من المعلومات مبرّراً.

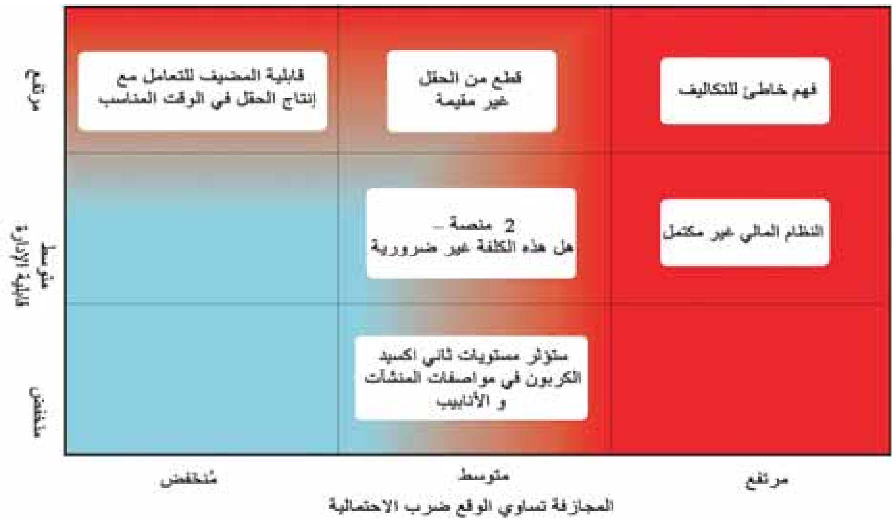


الشكل (15 ـ 6): منظر تخطيطي لتقنية عصف الدماغ.

15 ـ 3 ـ 2 **مصفوفات مجازفة المشروع وسجلات المجازفة** Project risk matrices and risk registers

تُتبع مرحلة التفكير المتباعد في الشكل (15 ـ 6) بعملية تقارب (convergent process) لتشذيب الخيارات الممكنة لتقديمها إلى الأمام إلى مرحلة الاختيار، حيث تتطلب الخيارات المتعددة تضييقها إلى مرحلة المقاربة المفضلة.

من المفيد في مرحلة الاختيار تعريف المجازفات التي قد تصادف كل خيار. يمكن أن يسجل هذا على مصفوفة مجازفة التي تضع الموائع على سلم مجازفة (=الوقع × الاحتمال) مقابل قابلية الإدارة (manageability)، أي قابلية التأثير أو التحكم (الشكل 15 ـ 7).



الشكل (15 ـ 7): مصفوفة مجازفة المشروع.

تعاريف مقترحة

	احتمال الحدوث	البرنامج الزمني للوقع	الوقع على الميزانية $ million
مرتفع	> 75%	> 3 months	> 30
متوسط	30 - 75%	1 - 3 months	10 - 30
منخفض	10 - 30%	< 1month	1 - 10
مهمل	< 10%	< 1week	< 1

نقاط

		وقع			
		مهمل	منخفض	متوسط	مرتفع
احتمال الحدوث	مرتفع	4	8	12	16
	متوسط	3	6	9	12
	منخفض	2	4	6	8
	مهمل	1	2	3	4

(قابلية الإدارة) قابلية التاثير

قابلية التاثير	مرتفع	
	متوسط	
	منخفض	

الشكل (15 ـ 8): تحديد التدرج والتسجيل لمصفوفة مجازفة لمشروع.

يُدَرّج سلم المجازفة عادة بواسطة سلّم المشروع، كما نوقش في مقدّمة هذه الفقرة، واحدة المجازفة هي شروط مالية، وهي نتيجة الصرف المباشر وتأخير المشروع والسمعة والبيئة أو الأذى المحتمل للأفراد (الشكل 15 ـ 8).

حالما يتم تقييم البنود ووضعها على مصفوفة مجازفة مشروع، تسجل البنود الرئيسية على سجل مجازفة (Risk Register) الذي يفصل البنود حسب القواعد، ويتضمن عملاً لتخفيف المجازفة وفرقة مسؤولة لتتابع كل بئر.

يمكن رسم سجل لكلّ خيار مشروع قيد البحث خلال مرحلة الاختيار، مما يسمح بمقارنة المجازفات والفرص المرتبطة مع كل خيار. سيساعد هذا في اختيار أي الخيارات سيتقدم نحو الأمام إلى مرحلة التعريف. ستستخدم ثانية، مصفوفة المجازفة وسجل المجازفة خلال التصميم الأكثر تفصيلاً للمشروع، لكنها ستركز عندها على مفهوم تصميم خاص واحد (الشكل 15 ـ 9).

15 ـ 3 ـ 3 **تحليل الحساسية** Sensitivity analysis

سيجري خلال مرحلة التعريف الوصول بالمشروع إلى الحد الأمثل، وتحليل الحساسية هو أداة تساعد على الاستدلال على المعاملات التي يمكن أن تؤثر في قيمة المشروع بشكل كبير. لقد أُدخلت هذه التقنية ومخطّط العنكبوت (spider diagram) في فصل الرابع عشر، لكن المصاغة (format) البديلة هي مخطّط الإعصار (tornado diagram). لُخّصت هذه العروض في الأشكال رقم (15 ـ 10) ورقم (15 ـ 11).

يُظهِر مخطّط العنكبوت وقع المجال المتكهن به لكلّ معامل على مؤشر المشروع، عادة القيمة الحالية الصافية NPV للمشروع، الظاهرة على محور العيّنات y. إنه نتيجة تحليل حساسية خام تقريباً، حيث يتغيّر كلّ متحول بشكل مستقل. إن مقياس محور السينات x هو تغيّر النسبة المئوية لكلّ دخل متحول بعيداً عن فرض الحالة الأساسية (غالباً هي p50) (الشكل 15 ـ 10).

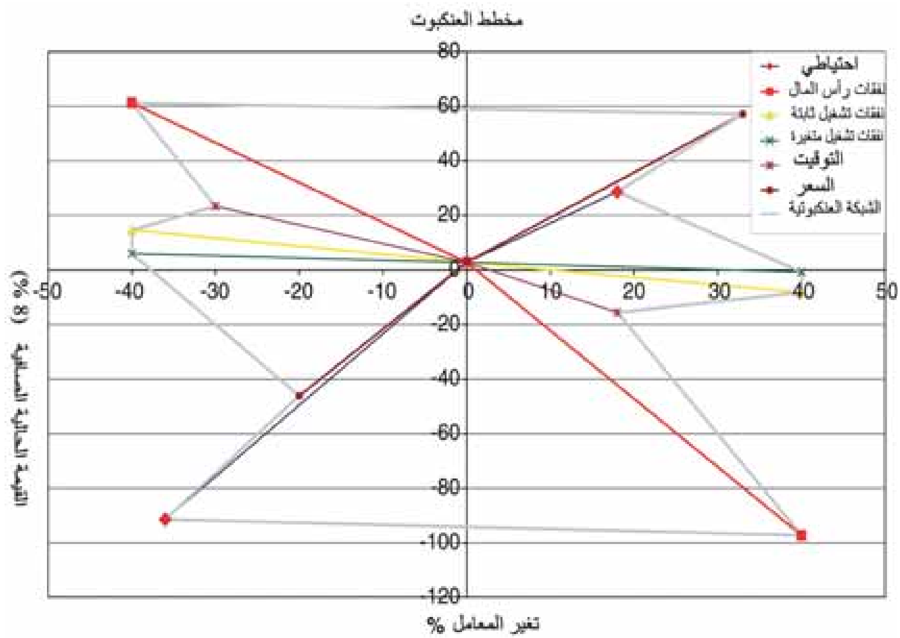
ينتج مخطّط الإعصار الأيسر في الشكل (15 ـ 11) كنتيجة لمحاكاة مونت كارلو التي أُدخلت في الفقرة (7 ـ 2 ـ 4) من الفصل السابع. يظهر هذا مرافق التغيّر (covariance) لقيمة الخرج (الأرقام على المحور y) وكل دخل منفرد

مرتب بالترتيب. إن فائدة هذه المقاربة هي أنها تستطيع احتواء أي شكل من توزيع معامل الدخل، بدلاً من تغيّرات منفردة في الدخل، ويمكن من خلال نموذج مونت كارلو تدبير التبعية بين متغيّرات الدخل. من المفيد فرز هذه المعاملات ذات التأثير الكبير من تلك التي يمكن إهمال تأثيرها في قيمة المشروع.

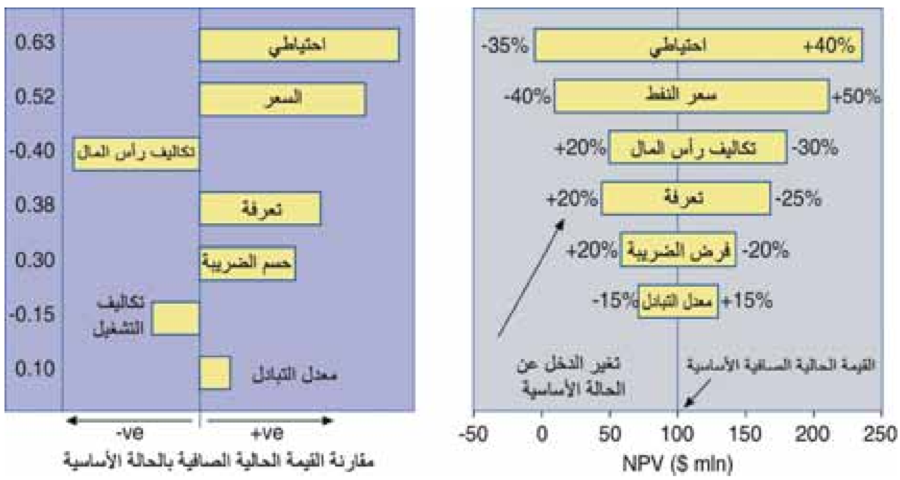
إن الجانب الأيسر من مخطّط الإعصار أكثر حسمية، ويظهر الوقع المطلق على القيمة الحالية الصافية لتغيّرات نوعية في معامل الدخل ـ تحدد عادة بتغيير دخل معامل واحد في وقت ما.

I.D.	البند	الوصف	الإحتمال	الوقع	النقاط	قابلية التأثير	تخفيف محتمل	المسؤول
C1	تجاري	المنظومة المالية غير مكتملة	H	M	12	M	مناقشة عقد مشاركة الإنتاج مع وزير النفط	مدير تجاري
C2	تجاري	عدم وجود القوة البشرية الماهرة المحلية	H	M	12	H	تجنيد و تدريب محلي	HR
C2	الصحة والسلامة والبيئة	السياسات البيئية غير واضحة، الحرق قد لا يكون اختياريا	M	M	9	M	مناقشة الحكومة بأسرع ما يمكن، فرصة التأثير في الحكومة	مدير بيئة
F1	منشآت	فهم خاطئ للتكاليف	M	H	12	H	اعتبار تصفية تقديرات الكلفة	مهندس كلفة
F2	منشآت	لوحظ CO2 في بعض اختبارات الإنتاج	M	M	9	H	أخذ عينات من السائل في الاختبار التالي وضع بالحسبان تحليل معدني للنفط الخالي من الشوائب	كيميائي إنتاجي
F3	منشآت	نفقات رأس المال الحالية عالية، لم يتم اعتبار مفاهيم تطوير بديلة	H	H	16	H	ضع بالحسبان مفاهيم بديلة للتطوير، إنتاج عائم و تخزين و تفريغ، مردات تحت بحرية	مهندس مشروع
F4	منشآت	قابلية المضيف للتعامل مع إنتاج الحقل في الوقت المناسب	L	L	4	H	خطط توقيت المردات للمضيف	مدير تجاري
F5	معالجة	احتمال الشمع في أنابيب الربط	M	H	12	H	تحري استخدام كبح الشمع	مهندس معالجة
W2	آبار	2 منصة حفر، هل هذه كلفة غير ضرورية	M	M	9	H	تحري الحفر بعيد المدى من مركز حفر واحد	مدير حفر
W5	آبار منشآت	مستويات ثاني أكسيد الكربون في مواصفات المنشآت و الأنابيب	M	M	9	L	يجب تصميم الأنابيب (الفولاذ) (و تسعيرها) حسب مستويات CO2 المستكشفة، توصيف المنشآت حالما يتم تأكيد مستويات CO2	مهندس معالجة
G1	جيولوجيا وجيوفيزياء	الشك بلحام الفالق يؤثر في التقسيم إلى حجرات مستقلة	M	H	12	M	مسح سيزمي ثلاثي الأبعاد، النظر إلى مواضع لحام الفالق واتجاه اللحام (إن فوالق بتوجيها محددا) في الإزاحة و/أو الحقول التشابهية، عين معاملات الضغط في الموقع تأثيرها في الفوالق، خفف بحفر المزيد من الآبار	جيولوجي
G2	جيولوجيا وجيوفيزياء	قطع غير مقيمة من الحقل	H	L	8	H	ضع بالحسبان تقييم إضافي للبئر	جيولوجي
G3	جيولوجيا وجيوفيزياء	تقييم احتمالية 90% ليست [illegible] قد تؤثر في شريك [illegible] الشراء	H	H	16	M	راجع معاملات الاحتمالية p90 الحالية وعين أنها ليست تشاؤمية أكثر مما يمكن، غير حيث يمكن تبريره	مهندس خزان
RE1	خزان	قد لا يكون حقن الماء إلى الأسفل ممكنا	M	H	12	H	ضع بالحسبان تقييم إضافي لأسفل البئر، تحري احتمال المنشأة اللاحقة	جيولوجي
RE2	خزان	لحام البئر على طول صفحة الفالق، إذا لم يكن ملحما يمكن أن يخفف تعداد البئر	M	H	12	H	ضع بالحسبان اختبارا تداخليا في الآبار التقييمية أو آبار الإنتاج الأولية	جيولوجي مهندس خزان
RE3	خزان	قد تكون الاستعادة من فيضان الماء مع خزانات ضعيفة الاتصال منخفضة	M	H	12	M	ضع بالحسبان تكريس خدمة الآبار المنتجة و الحاقنة، قد يتطلب مزيدا من الآبار أكثر مما خطط له	مهندس خزان

الشكل (15 ـ 9)**: مثال على سجل مجازفة.**



الشكل (15 ـ 10): تحليل الحساسية ظاهر على مخطّط العنكبوت.



الشكل (15 ـ 11): صيغ من مخطّط الإعصار.

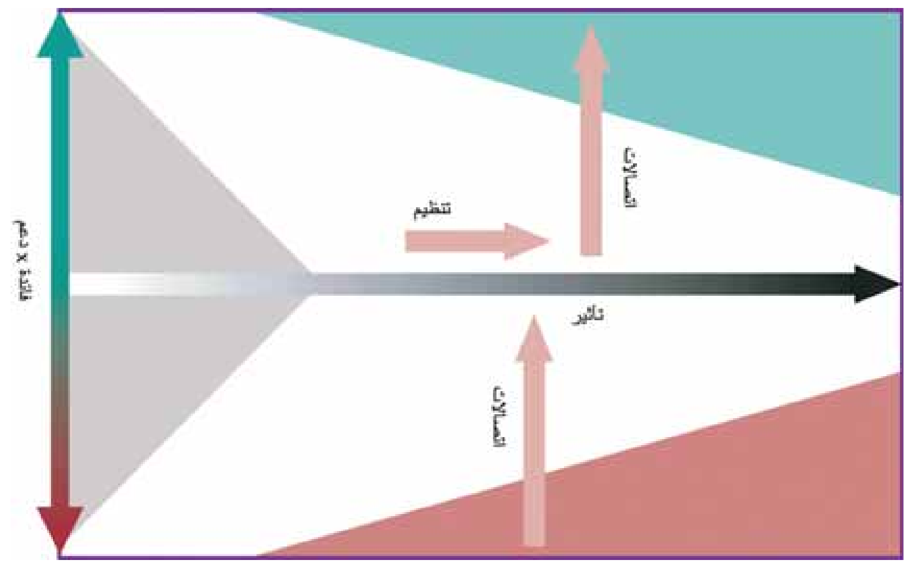
15 ـ 3 ـ 4 تحليل أصحاب العمل Stakeholder analysis

حالما يختار فريق التطوير خطة التطوير المفضلة، عقبة عادية في تراصف

غير كافٍ مع حملة الأسهم الأخرين، في كلٍّ من داخل الشركة وخارجها. يمكن أن يشمل أصحاب العمل:

- إدارة الشركة والمستخدمين والمساهمين shareholders.
- هيئات حكومية ورقابية منتظمة (وطنية ومحلية).
- شركاء.
- جيران.
- منظمات غير حكومية، على سبيل المثال، بيئية، حقوق الإنسان.
- مؤسسات مالية (مثلاً، البنك الدولي).
- الموردين والمتعهدين.
- المتنافسين.

أصحاب العمل الأولون هم الذين يتأثرون مباشرة بالمشروع، بينما أصحاب العمل الثانويون هم الذين لا يتأثرون مباشرة بالمشروع، لكن من يمكن أن يكون لهم تأثير أو اهتمام أو خبرة للتقديم. يمكن أن يساعد تعيين وتصنيف أصحاب العمل في تحديد أولوية تورطهم، وتعيين فرص التعاون أو المشاركة المحتملة.



الشكل (15 ـ 12): **رسم تحليل أصحاب العمل.**

من الجدير بالاهتمام الأخذ بعين الاعتبار أصحاب العمل ووضعهم على المخطّط التالي بهدف تطوير استراتيجية لإدارة الفرصة أو المجازفة التي يمكن أن يمثلوها (الشكل 15 ـ 12).

محور العيّنات y هو قياس لدرجة الاهتمام أو الدعم التي يملكها صاحب العمل (فوق الخط المركزي للدعم الإيجابي، وتحت الخط المركزي للمعارضة). محور السينات x هو درجة التأثير التي بيدهم، يزداد نحو اليمين).

ما هو موجود في الزاوية اليمنى العليا إلى جانبك ويفترض أن دعمهم مضمون. وتلك الموجودة في الزاوية اليمنى السفلى تعاكس بشدة وقد لا تتأثر. إنهم أولئك الموجودون في المناطق الوسطى من يحتاج دعمهم إلى التقوية عبر خطة اتصالات فعّالة. يمكن أن يصبح أولئك ذوات التأثير الصغير قَيّمين إذا جمعوا معاً من خلال التنظيم.

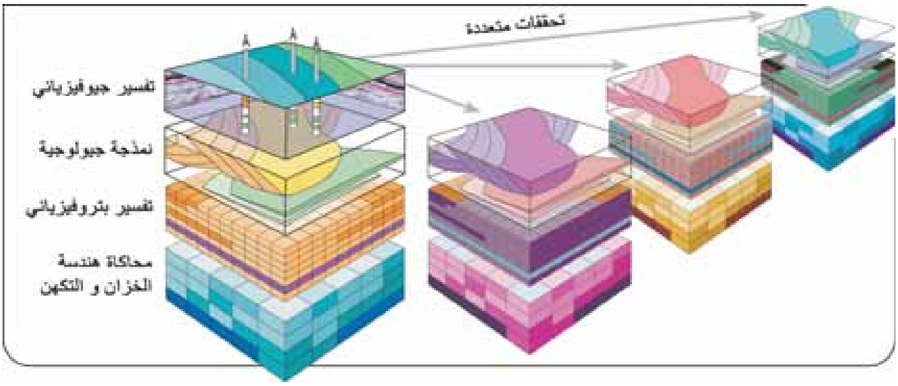
تتضمن الأدوات التي تكسب أصحاب العمل اجتماعات مواجهة وورشات عمل وزيارات وعروضاً ومقالات قصيرة ومعلومات مكتوبة، أو مزيجاً من تلك، ويجب ان يُفَصّل الوسط على قد المستمعين. قد يتغيّر مكان أصحاب العمل على المنحني مع الزمن، لذا يجب إبقاء هذا المنحني قيد التحديث من أجل الحركة وأي داخلين جدد هم مهمّون.

15 ـ 3 ـ 5 مزيد من الموائع المعقدة: اعتبارات تحت سطحية نوعية
More complex problems: specific subsurface considerations

إن مخطّطات العنكبوت ومنحنيات الإعصار مفيدة في عرض وقع الدخل المفروض عندما تكون الموائع بسيطة نسبياً، وهنالك علاقة خطية بين قيم الدخل وقيم الخرج. في الحالات الأكثر تعقيداً (اعتماد الاحتياطي على توزع النفوذية) هنالك عدة طرائق لتحليل المجازفة على الجانب تحت السطحي. نقترح في الأسفل ثلاث مقاربات بديلة للتعامل مع الشك بما تحت السطح ـ (subsurface uncertainty handling)؛ ستعتمد الطريقة الأكثر ملاءمة على كمية البيانات وعلى تعقيد المشكلة. نحاول في كلّ حالة أسر مجال الشك في أوصاف ما تحت السطح، التي سوف تتضمن كل أنظمة تحت السطح. يمكن أن يطلق عليها اسم التحققات المتعددة (multiple realizations) ـ وبكلمات أخرى بدائل محتملة (الشكل 15 ـ 13).

المقاربات الثلاث المقترحة لخلق التحققات المتعددة هي:

- بناء عدد محدود من الحالات، ترتكز جميعها حول نموذج «أفضل تخمين (best guess)».
- استخدام الطرائق الإحصائية لبناء نموذج «متعدد العشوائية (multiple stochastic)» مقيد بشروط حدود مفروضة.
- بناء نماذج «متعددة القطعية (multiple-deterministic)» صممت يدوياً، تقوم على مفاهيم منفصلة بديلة، ويمكن أن تعطى احتمال نسبي.



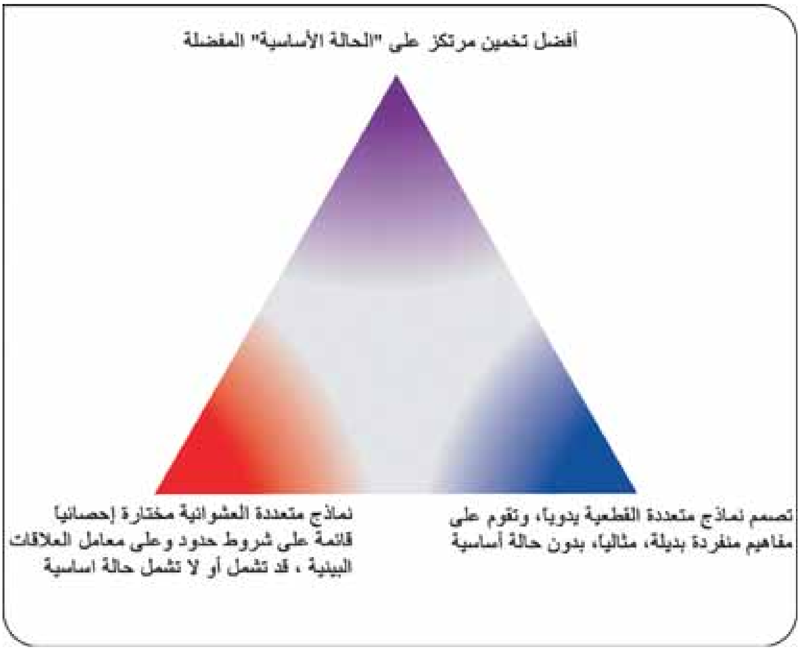
الشكل (15 ـ 13): التحققات المتعددة لأوصاف تحت السطح.

نحاول في كلّ حالة بناء أوصاف خزّان ممكنة، كل منها تحترم الكمية المحدودة من البيانات الخام المتوفرة (الشكل 15 ـ 14). الخطوة الأولى المفيدة هي في أخذ مقاربة تقوم على الفريق لتحديد قيم الدخل الأساسية التي تؤثر في النتيجة بما يلي:

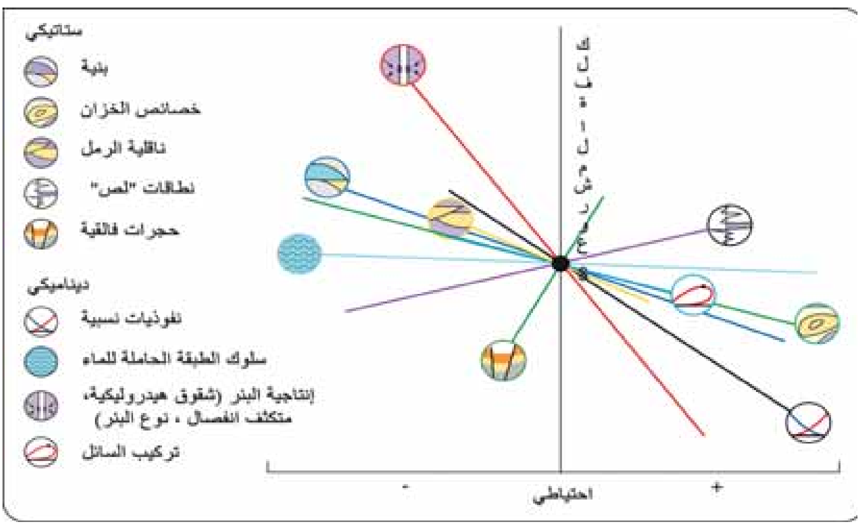
- وضع قائمة بالشكوك الملاحظة في الحقل. يعمل هذا لكلٍّ من الحقلين الستاتيكي والدينامي.
- ترتيب الشكوك (rank the uncertainty). يمكن أن يتم هذا بتخصيص رقعة لوقع منخفض، متوسط أو عالٍ، لكلّ من الشكوك، بعد مناقشة طاولة مستديرة تجمع كل فريق تحت السطح، أو بناء بعض النماذج البسيطة جداً لتحديد الوقع النسبي لكلّ دخل وارد في القائمة.

إذا أمكن بناء نماذج بسيطة ملائمة لهذا التحقيق الأولي، فمخطّط

العنكبوت طريقة جيدة لتمثيل وقع مجالات الشك في معاملات الدخل. وتلك التي تحتاج إلى أسر في تحليل المجازفة هي تلك التي تنقل النتيجة إلى حد أقصى عن الحالة الأساسية (الشكل 15 ـ 15).

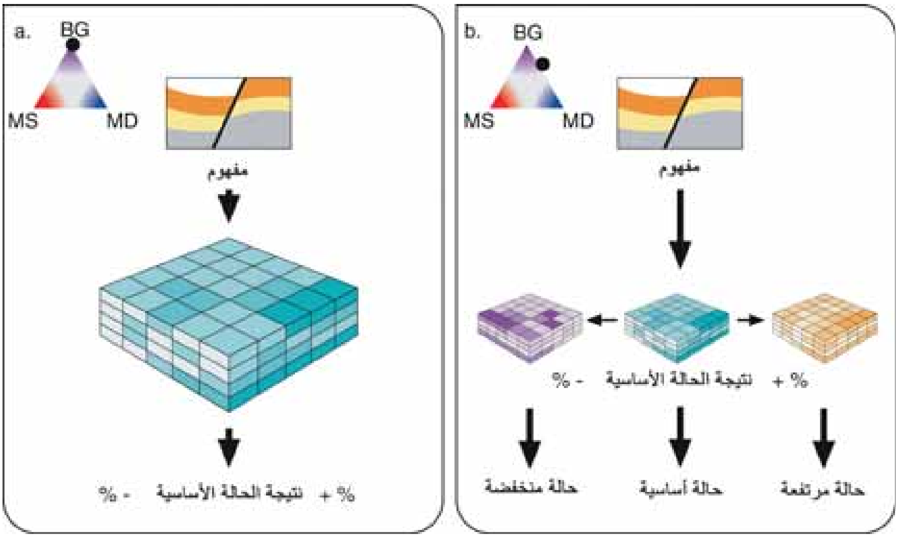


الشكل (15 ـ 14): المقاربات البديلة لمعالجة الشكوك تحت السطحية.



الشكل (15 ـ 15): مخطّط العنكبوت يظهر وقع الشكوك تحت السطحية.

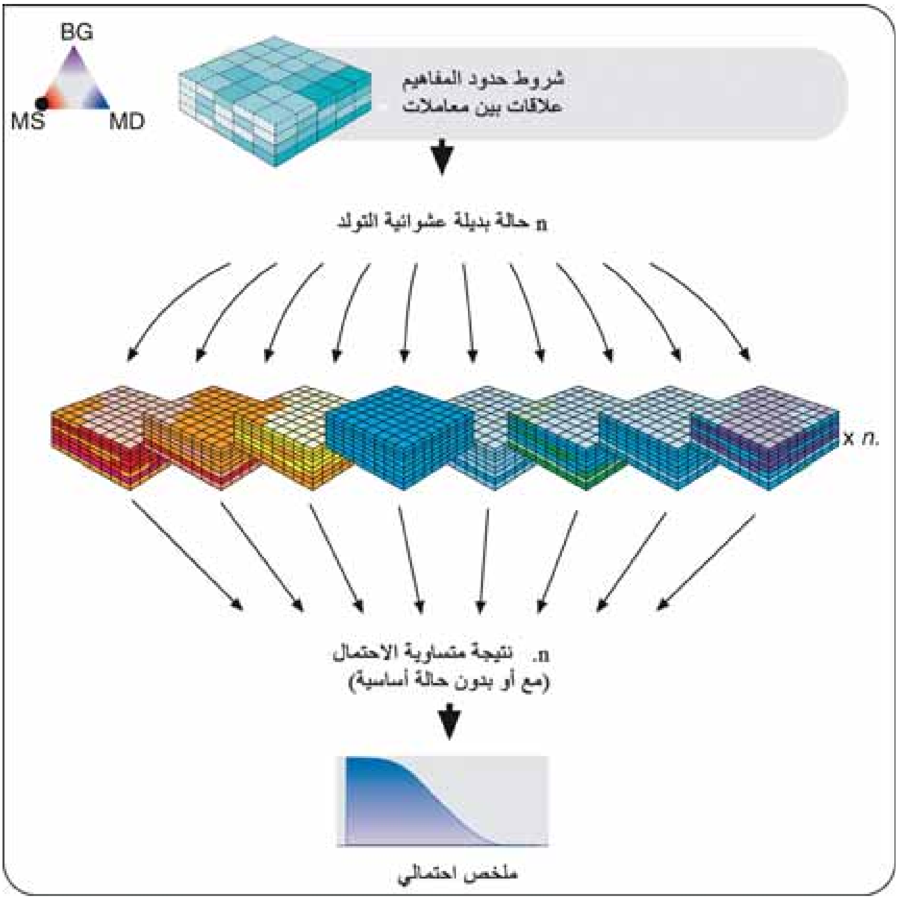
وبدلاً من ذلك يمكن أن تكون نتيجة تمرين الترتيب بسيطة جداً كجدول يعرض معاملات الدخل ويرصفها بوقع عالٍ، متوسط أو منخفض. في مقاربة هيمنة الحالة الأساسية (الشكل 15 ـ 16)، ترتكز النماذج حول التفسير المفضل للبيانات الخام، وتحدث التغيّرات على هذا النموذج بضبط قيم متغيّرات هذا الدخل التي تترتب في أعلى التمرين الوارد أعلاه. ستنتج هذه الطريقة، نمطياً، نموذجاً منخفض القاعدة ومرتفع الحالة. الفائدة منها، أنها سريعة التوليد نسبياً، وأكثر عرضاً من حالة منفردة وسهلة الفهم. وضررها أنها قد لا تكون عريضة كفاية لاصطياد مجال الشك الحقيقي، وقد تخلق شعوراً خاطئاً بدقة النماذج المشتقة.



الشكل (15 ـ 16): مقاربة هيمنة الحالة الأساسية لمعالجة الشكوك.

تستخدم المقاربة متعددة العشوائية (الشكل 15 ـ 17) تقنيات إحصائية لملء بيانات بين نقاط ثابتة، أو شروط حدود، مثل عمق بئر، سطوح الخزّان العلوية، أو قيم بتروفيزيائية مثل نسب الصافي إلى الإجمالي أو قيم المسامية المقاسة في الآبار. يمكن أن تأوي التقنية تبعيات ـ بينية بين المعاملات، مثل اعتماد النفوذية على المسامية. يمكن بتغيير طرائق الاستقراء وشروط الحدود والتبعيات خلق العديد من التحققات، التي يحترم كل منها البيانات الثابتة المحددة. ويعتبر كلّ ناتج منها متساوي الاحتمال، ويمكن عرض مجال النتائج

(لنقل، في الاحتياطي) على توزيع التواتر، ظاهر أدناه، التي يمكن منها قراءة حالة p90, p50, p10. فائدة هذه التقنية أنها قادرة على توليد عدد كبير من البدائل بكفاءة نسبية، وتزود مجالاً أكمل من طريقة هيمنة الحالة الأساسية. مع ذلك من الصعب تفكيك الفرضيات التي صنعت في أية حالة، مثلاً، ناتج p90 هو خليط من عدة شكوك في الدخل، وهو خليط أقل واقعية من ذلك المقدم من المقاربة الثالثة والواردة أدناه.

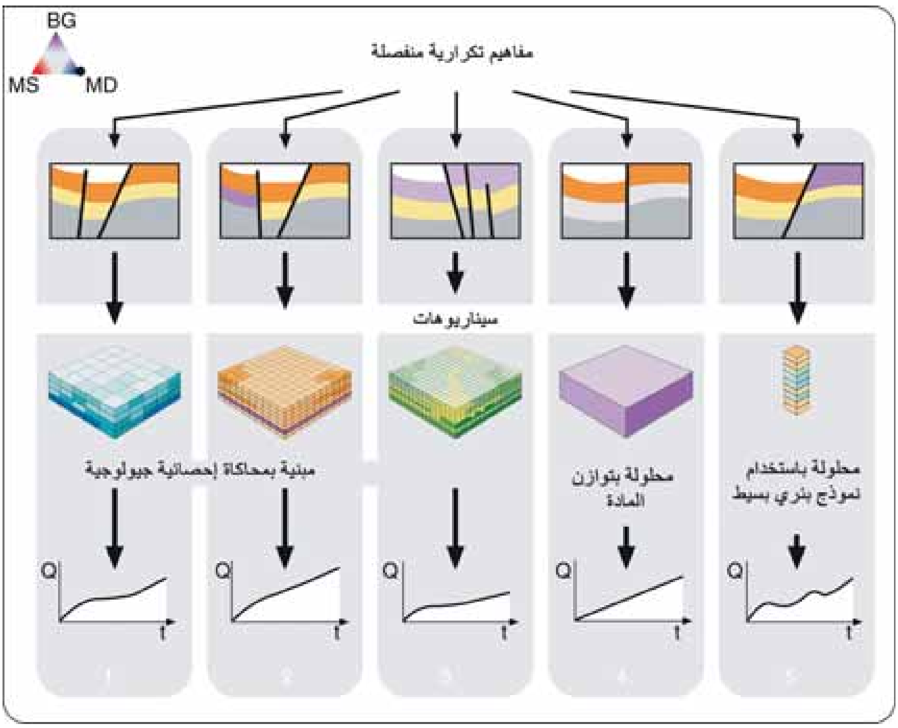


الشكل (15 ـ 17): مقاربة متعددة العشوائية لمعالجة الشك.

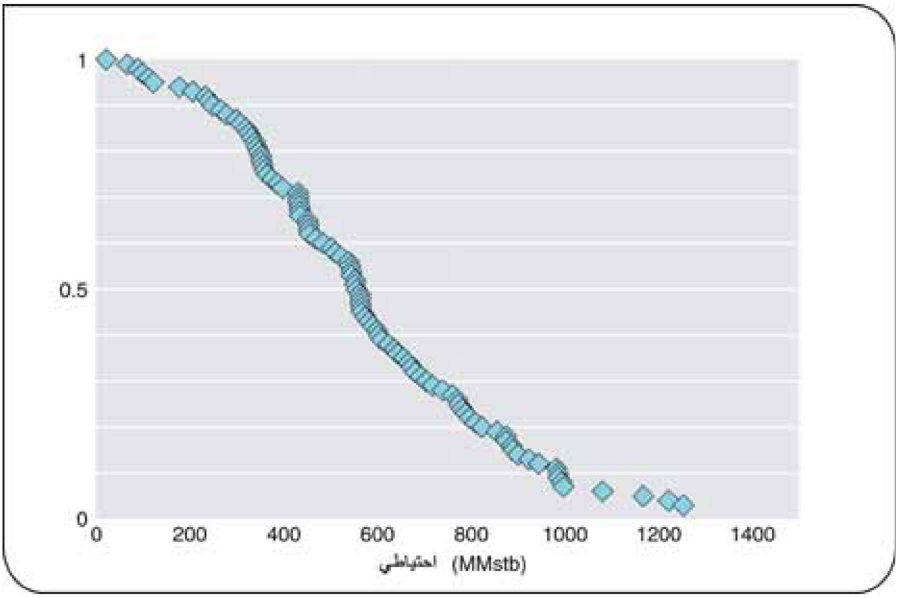
المقاربة الثالثة هي طريقة متعددة القطعية (multiple-deterministic method) (الشكل 15 ـ 18)، التي بني فيها عدد محدد من الحالات المنفردة، من ضم متغيّرات الدخل الأساسية المحددة، في اتحادات نوعية. في المثال الوارد أدناه،

المتغيّرات الأساسية هي الفوالق البنيوية وخواص الخزّان. تمّت مفاضلتها كمفاهيم منفردة ثم ضُمّت معاً في عدد محدود من الاتحادات. يمكن تضييق البدائل بتقنية النمذجة الديناميكية مثل توازن المواد، أو نماذج معطائية البئر(well deliverability) التي هي «مطابقة تاريخية (history matched)» مقابل مشاهدات جرت في الحقل. تم التفحص في الصورة أدناه مقابل منحني الإنتاج الحقلي. في الصورة الواردة أدناه، وضع التحقق مقابل منحني الإنتاج الحقلي. إذا لم تتوفر مثل هذه البيانات الحقلية، عندئذ يمكن اعتبار السيناريوهات تخمينات بديلة قابلة للتطبيق.

فائدة هذه المقاربة هي أنه يمكن وصف أي حالة كلياً بدلالة المقترحات النوعية، مما يجعلها أكثر واقعية من المقاربة العشوائية. وهي كذلك موجهة بقوة بعدد قليل من السيناريوهات الواقعية. يمكن وزن الحالات الفردية إذا تتطلب ذلك وعرضها على منحني احتمال إجمالية (الشكل 15 ـ 19)، مظهرة مجال الشك، والسماح، لنقل، باختيار حالة p90، إذا تتطلب ذلك.



الشكل (15 ـ 18): مقاربة متعددة القطعية أو مبنية على سيناريو.



الشكل (15 ـ 19): مجال حالات متعددة القطعية للاستعادة النهائية.

15 ـ 4 إدارة المجازفة التجارية Managing commercial risk

طبعاً، هذا الموضوع واسع جداً، وستبحث عدة مواضيع أساسية في هذه الفقرة. إن سعر المنتج هو واحد من المجازفات الرئيسية التي تواجه في استثمار المشروع. يظهر المخطّط التالي تاريخ أسعار النفط في الشروط الحقيقية ومال اليوم للقرن الماضي (الشكل 15 ـ 20).

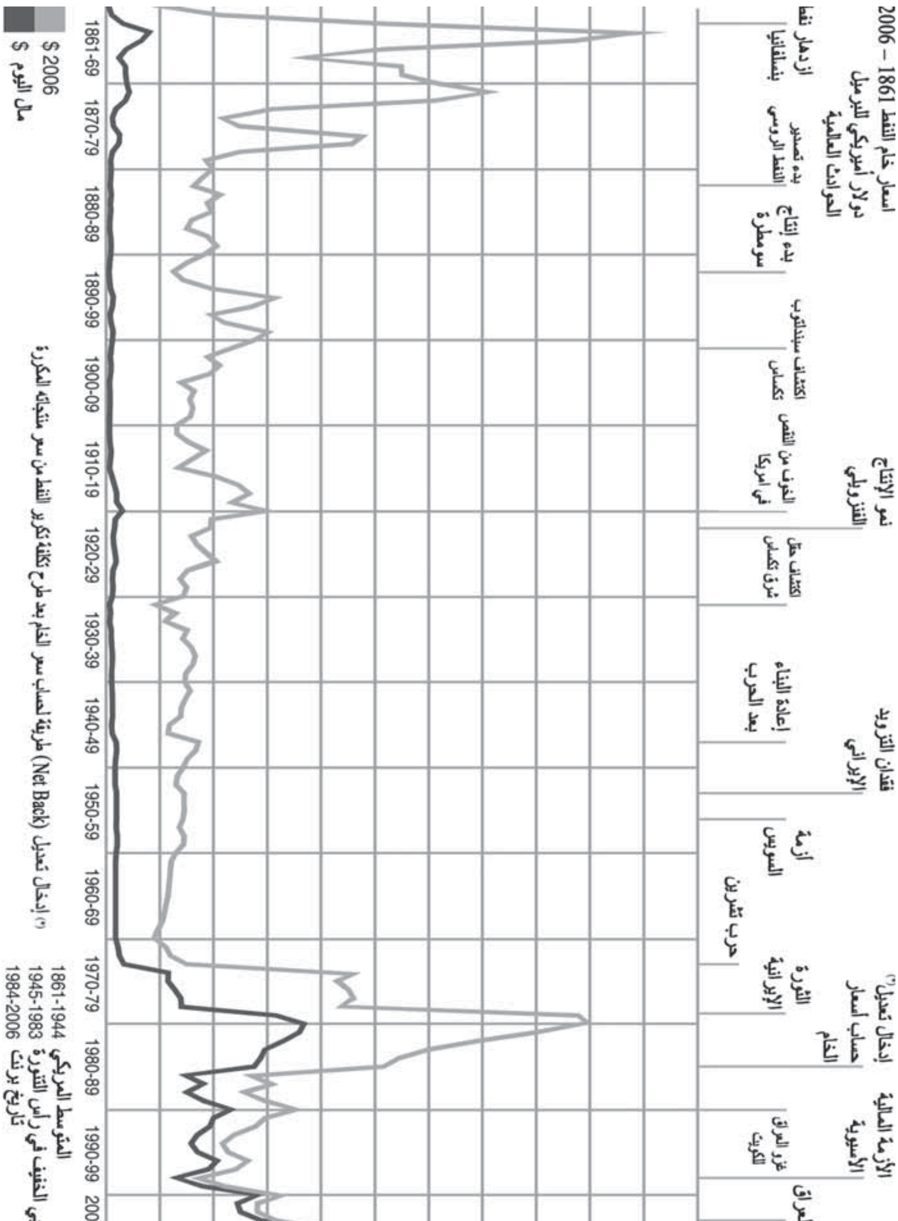
هذه التقلبات الكبيرة بالسعر نتيجة إدراك صانعي السوق والعرض والطلب المتغيّر، الذي يتأثر بعوامل مثل التصنيع السريع، الحرب، الكوارث الطبيعية والأخطار المرئية.

إن عملها الأساسي هو اختبار اقتصاديات المشروع باستخدام سعر حالة منخفض متكهن به للتحقق بأن المشروع ما زال اقتصادياً حسب تخمين الشركة بالسعر الأدنى بعيد المدى ـ من الواضح أنه خيار شخصي معتبراً التقلبات الواردة أعلاه. توجد آليات الوقاية من الخسارة لإخراج وقع تغيّرات السعر من مجازفات المشروع. ففي ترتيبات الوقاية يوافق البائع مع الشاري على بيع النفط في المستقبل بأسعار توقيع اتفاقية الوقاية. يمكن سمسرة هذه الصفقة، بحيث يتقاضى السمسار عمولة على الصفقة. طبعاً، قد تربح أو تخسر الشركة

بالمستقبل مقارنة بالأسعار السائدة في وقت البيع، لكن على الأقل تم إلغاء الشك بالسعر.

من المألوف في مشاريع الغاز، بيع الغاز إلى الأمام بسعر متفق عليه، وهذا ضروري غالباً لتخفيف التعرض للسعر في مشروع ذي رأس مال كبير واحد صغير نسبياً، مثل مصنع غاز طبيعي مائع LNG، كما نوقش في الفقرة 9 ـ 3 من الفصل 9.

يمكن تحقيق تخفيض مجازفة طبيعي بتنويع الشركة لاستثماراتها بحقيبة من المشاريع، بدلاً من وضع كل ثقتها في مشروع واحد. تعمل شركات النفط العالمية الكبيرة ((International Oil Company (IOCs) وشركات النفط الوطنية (NOCs) هذا كمسألة طبيعية.



الشكل (15 ـ -20): تاريخ أسعار النفط على مدى قرن.

المصدر: *BP Statistical Review of World Energy (2006).*

الفصل السادس عشر

إدارة الحقل المنتج

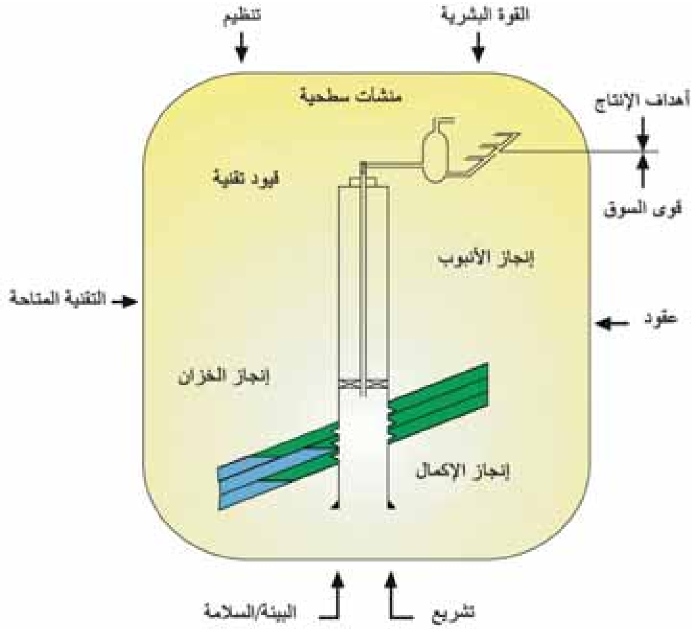
Managing the Producing Field

مقدّمة والتطبيق التجاري: يطبق المُشَغِّل (operator) خلال طور الإنتاج من حياة الحقل تقنيات إدارة الحقل التي تهدف للوصول بربحية المشروع إلى الحد الأقصى، بالإضافة إلى تحقيق الاستعادة الاقتصادية للهيدروكربون، مع الالتزام بكل الالتزامات العقدية، والعمل ضمن قيود محددة.

تتضمن القيود الفيزيائية وإنجاز الخزّان، إنجاز البئر واستطاعة (capacity) المنشآت السطحية وقدرة تنفيذها. سيكون على الشركة إدارة العوامل الداخلية مثل القوة البشرية، والتدفق النقدي، وبنية المؤسسة. بالإضافة، يجب إدارة العوامل الخارجية مثل الاتفاقيات مع المتعهدين وشركة النفط الوطنية، أو الحكومة، والقوانين البيئية، وقوى السوق خلال فترة الإنتاج (الشكل 16 ـ 1).

ستناقش في هذه الفقرة بعض المقاربات وتقنيات إنجاز القياس وإدارة قيود المنشآت تحت السطح، والسطحية والعوامل الداخلية والخارجية.

سننظر أولاً إلى القيود في التجمعات الوارد أعلاه، التي تدار بشكل أكثر فاعلية في مقاربة متكاملة، لأنها جميعاً تعمل متزامنة على ربحية الحقل المنتج. ويتطلب هذا تخطيطاً حذراً وتحكماً بواسطة فريق متكامل ومتمركز، والذي سوف يناقش أيضاً.



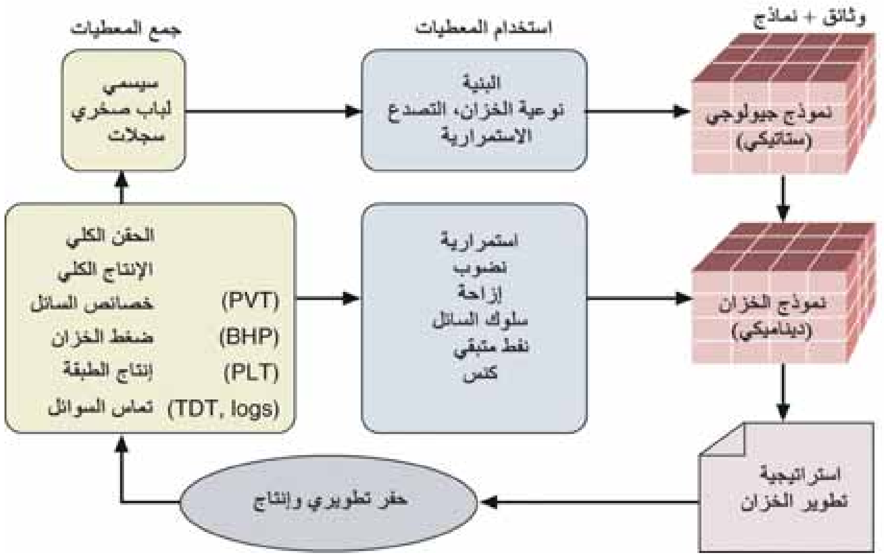
الشكل (16 ـ 1): القيود على الإنتاج.

16 ـ 1 إدارة تحت السطح Managing the subsurface

16 ـ 1 ـ 1 أداء الخزّان The reservoir performance

سيتم، في مرحلة تخطيط التطوير، بناء نموذج للخزّان (reservoir model) يستخدم لتعيين الطريقة المثلى لاستعادة الهيدروكربون من الخزّان. سيبنى، على الأرجح، معيار الحل الأمثل على الربحية والسلامة. سيقوم النموذج أولاً على مجموعة بيانات تتضمن، ربما مسح سيسمي، خمسة آبار استكشافية وتقييمية، أي تقديراً تقريبياً للوصف الحقيقي للحقل. وبعد أن يبدأ الحفر التطويري والإنتاج تجمع بيانات أخرى وتستعمل لتحديث النموذج الجيولوجي، الذي يشمل وصف التشكّل وبيئة الترسيب، والنشأة اللاحقة، وتوزع السائل، وكذلك وصف الخزّان تحت الشروط الديناميكية أو نموذج الخزّان.

يطبّق برنامج مراقبة الخزّان الذي يتم فيه إجراء القياسات وجمع البيانات. يشير الشكل (16 ـ 2) إلى بعض الأدوات المستخدمة في جمع البيانات والمعلومات التي تنتجها والطريقة التي تعاد فيها تغذية المعلومات لتحديث النموذج، ثم تستخدم لتصفية إستراتيجية تطوير الخزّان المستمرة.



الشكل (16 ـ 2): **تحديث استراتيجية تطوير الخزّان.**

يكون نموذج الخزّان عادة، نموذج محاكاة مبنياً على الكمبيوتر، مثل النموذج ثلاثي الأبعاد 3D الموصوف في الفصل التاسع. مع استمرار الإنتاج يُوَلّد برنامج المراقبة قاعدة بيانات تحتوي معلومات عن إنجاز الحقل. يستخدم نموذج الخزّان لتفحص فيما إذا كانت الفرضيات الأولية ووصف الخزّان صحيحة. وعندما يحدث تضارب بين السلوك المتوقع والسلوك الملاحظ، يعاد النظر بالنموذج ويعدل حتى يتم تحقيق انسجام يدعى «انسجام تاريخ (history match)». يستخدم عندها النموذج المُحَدّث لتخمين الإنجاز المستقبلي للحقل، وهذا بحد ذاته أداة مفيدة لتوليد توقعات الإنتاج. بالإضافة إلى ذلك يستخدم النموذج في تخمين خطط التطوير المستقبلية البديلة. إن المعيار المستخدم للاختيار هو، نمطياً، الربحية، لكن قد تضع الشركة المديرة أهدافاً نوعية أخرى.

ستناقش الآن بعض الأمثلة النوعية عن استخدام البيانات التي جُمِعت أثناء مراقبة الخزّان.

إذا كانت خطة تطوير الحقل FDP لم تقم على مسح سيسمي ثلاثي الأبعاد، الذي هو أداة شائعة الاستخدام للحقول الجديدة، سيصبح الآن إجراء

طبيعي تنفيذ مسح ثلاثي الأبعاد لأهداف التطوير. يساعد المسح في تحديد تعريف لبنية الخزّان واستمرارية التصدع وامتداد رمال الخزّان، التي تستخدم لتحديد أفضل لمواقع آبار التطوير. جرت في بعض الحالات، مسوح سيسمية 3D مع أنقضاء الزمن «4D» بتباعد زمني عدة سنوات (انظر الفصل الثالث). واستخدمت لتعقب انزياح الموائع في الخزّان.

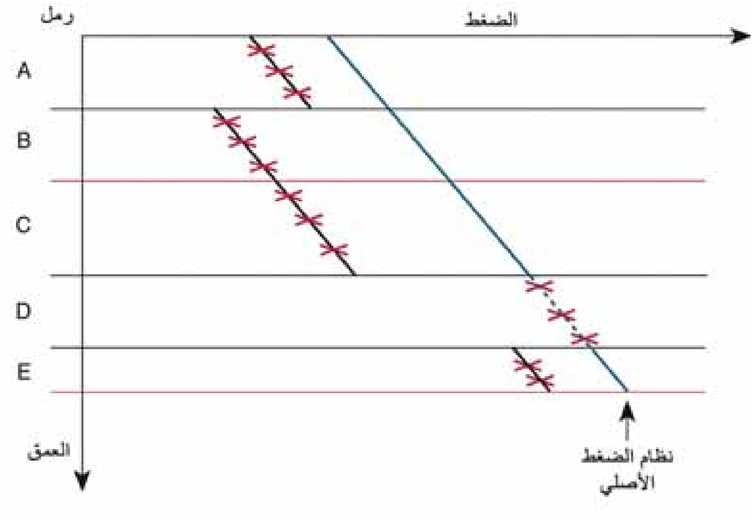
تستخدم البيانات التي جُمِعت من السجلات البئرية واللباب البئري لآبار التطوير لتصفية الترابط، ولفهم أفضل للتغيّرات الجانبية والشاقولية بنوعية الخزّان. يمكن أيضاً أن تستخدم مواد اللباب لدعم بيانات السجل البئري في تحديد الإشباع بالهيدروكربون المتبقي أو الإشباع بالنفط المتبقي من اجتياح الماء في نطاق اكتساح (swept zone).

يجب مراقبة معدلات الإنتاج والحقن (production and injection rates) للموائع على أساس يومي. مثلاً، نحتاج في حقل نفط لتقييم يتعدى إنتاج النفط من الحقل (الذي يمثل الإيرادات اليومية الإجمالية للحقل)، وإنما كذلك نسبة الغاز إلى النفط GOR، وقطفة الماء. في حالة نظام حقن مائي، وستؤخذ بعين الاعتبار البئر التي تنتج قطفة ماء عالية لتخفيض معدل إنتاجها أو تغيير فواصل التثقيب (انظر إنجاز البئر لاحقاً) لتقليل إنتاج الماء إلى الحد الأدنى، الذي لا يسبب فقط تسارعاً في تلاشي ضغط الخزّان أكثر، لكن كذلك يرفع تكاليف التخلص من الماء. إن حجوم الإنتاج والحقن مهمة لمهندس الخزّان لتحديد فيما إذا جرت سياسة النضوب (depletion policy) وفق الخطة. تستخدم هذه المعلومات مع بيانات الضغط التي تم جمعها، في حسابات توازن المادة لتحديد تقدمة الآليات المؤثرة المختلفة، مثل تمدد النفط، وتمدد الغاز والدفق الداخلي للمكمن.

تؤخذ عيّنات مائع (fluid samples) من آبار تطوير مختارة باستخدام قنابل العيّنات البئرية أو أداة الفاحص الديناميكي المعدل MDT لتأكيد خواص الضغط والحجم والحرارة ((Pressure Volume and Temperature (PVT) المفروضة في خطة التطوير، ولتفقد التغيّرات الجانبية والشاقولية في الخزّان. من المألوف ملاحظة تغيّر شاقولي بخواص المائع بتأثير الفصل الجاذبي (gravity segregation) في الأعمدة الطويلة، بحدود 1000 قدم، من الهيدروكربون.

يقاس ضغط الخزّان في آبار مختارة باستخدام مقاييس ضغط قاع البئر

دائمة أو مؤقتة أو أدوات سلكية في الآبار الجديدة (فاحص التشكّل المتكرر RFT الفاحص الديناميكي المعدلMDT، انظر المقطع رقم (6 ـ 3 ـ 6)، الفصل السادس) لتعيين منحني نضوب الضغط في الخزّان. تشير الضغوط إلى استمرارية الخزّان واتصال الطبقات الرملية. وتستخدم في حسابات توازن المادة وفي نموذج محاكاة الخزّان لتأكيد حجم الموائع في الخزّان والدفق الداخلي للماء من المكمن. تُظهِر الأمثلة التالية رسماً بيانياً لضغط فاحص التشكّل المتكرر من بئر تطويرية في حقل تنتج منذ فترة من الوقت (الشكل 16 ـ 3).

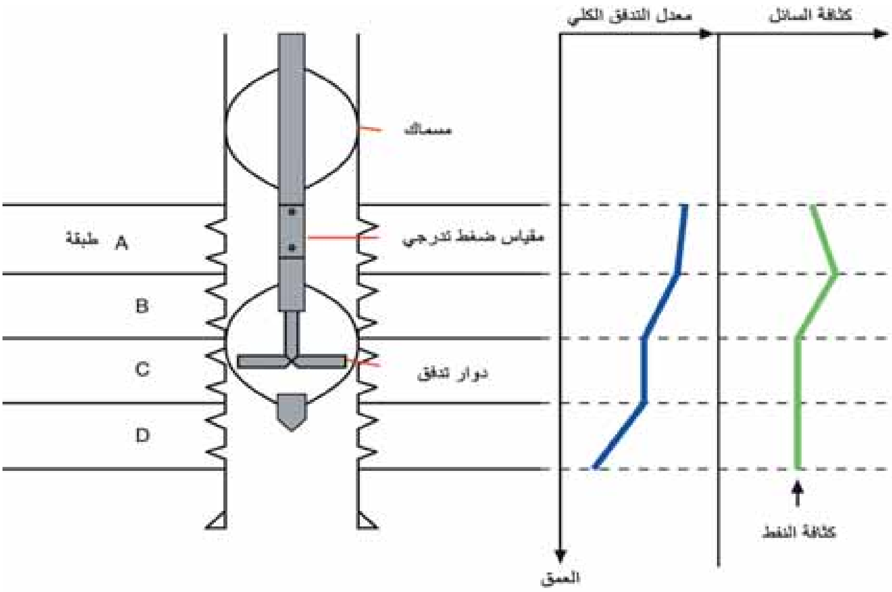


الشكل (16 ـ 3): رسم بياني لضغط فاحص التشكّل المتكرر.

تُنتِج مقارنة ضغوط فاحص التشكّل المتكرر RFT بنظام الضغط الأصلي في الخزّان، معلومات عن استمرارية الخزّان والنضوب. وتشير الانقطاعات في الضغط إلى وجود غضار صفحي أو فالق بين الرمال A وB، الذي يكون في الأقل، كتيم جزئياً. يجب أن تكون طبقات الغضار الصفحي (أو الفوالق) بين الرمال C وD وبين D وE كتيمة كلياً، لأن الرمل D ما زال تحت الضغط الأصلي. إن تواصل الضغط الشاقولي للخزّان محدود بسبب تلك المعالم. وبفرض أن الخزّان، في هذا المثال، قد خضع للإنتاج بالنضوب الطبيعي، عندئذ يمكن رؤية أن الإنتاج من الطبقات B وC (الضغط متواصل شاقولياً بينها) أسرع مما في الرمال الأخرى، مما يشير إلى أنه إما للرمال نفوذية عالية، أو أنها محدودة المحتوى. في الوقت نفسه لا يحدث

أي إنتاج من رمال D في هذه المنطقة، لأن الضغط باقٍ غير مستنزف. لذلك يمكن استخدام بيانات فاحص التشكّل المتكرر RFT لاشتقاق ما هو من الضغط. المعادل الحديث لفاحص التشكّل المتكرر RFT هو الفاحص الديناميكي المعدل MDT، وهو آلة لشركة شلمبرجيه (Schlumberger).

تشير كذلك، مراقبة ضغط الخزّان فيما إذا كانت سياسة استنزاف الخزّان قد تحققت. فمثلاً، إذا قَصدَت خطة التطوير المحافظة على ضغط الخزّان في مستوٍ مختار بحقن الماء، ستظهر قياسات الضغط في أبار رئيسية ما إذا كانت كل المناطق تتلقى دعم الضغط المطلوب، وقد تقود إلى إعادة توزيع حقن الماء، أو تبرز الحاجة إلى حاقنات مياه إضافية. إذا كانت الآلية المحركة للخزّان هي الاستنزاف، عندها سيشير ضغط الخزّان في الآبار الرئيسية إلى ما إذا كان النضوب موزعاً بشكل متساوٍ في الحقل. يشير ضغط غير مستنزف نسبياً إلى أن المنطقة حول البئر ليست في تواصل مع بقية الحقل، وقد تقود إلى استنتاج أن مزيداً من الآبار مطلوبة لاستنزاف تلك المنطقة بنفس درجة بقية الحقل. يمكن كذلك اكتشاف وجود مكمن مائي نشيط، بقياس ضغط الخزّان والحجوم المنتجة؛ تحسب تقدمة دعم المكمن المائي لضغط الخزّان من قبل مهندس الخزّان باستخدام تقنية موازنة المادة (فقرة (9 ـ 1)، الفصل التاسع).



الشكل (16 ـ 4): أداة التسجيل البئري للإنتاج (PLT).

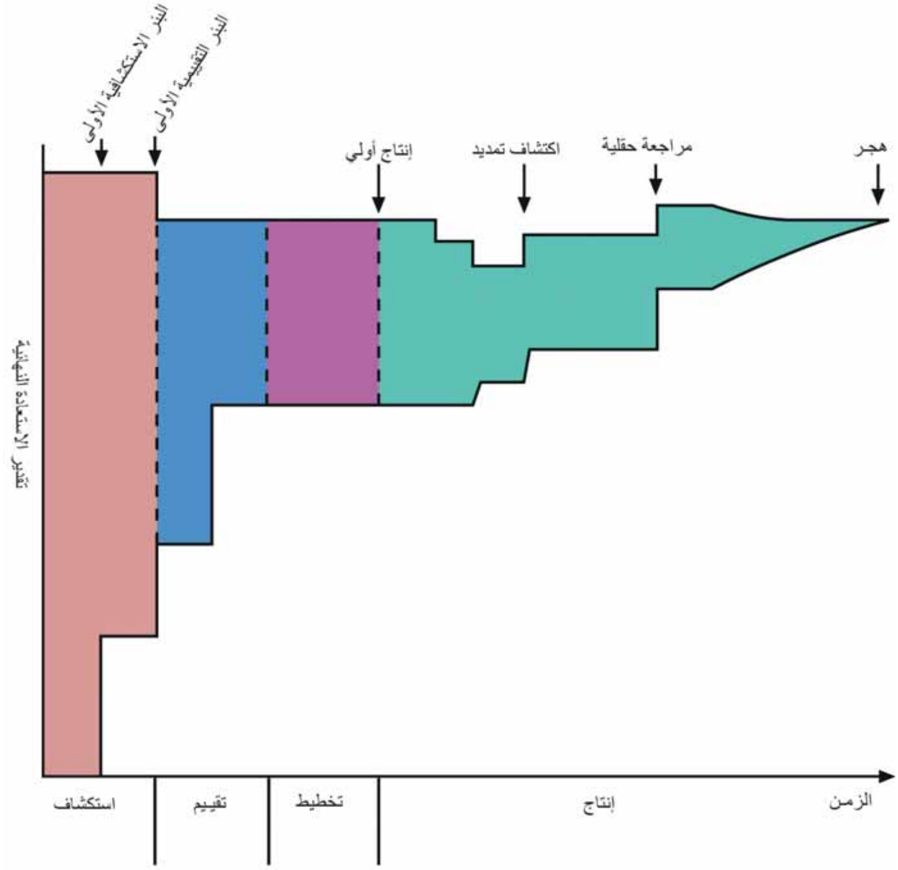
يمكن تقدير اكتساح الخزّان المؤلّف من طبقات من الرمال بقياس معدل إنتاج كل طبقة باستخدام التسجيل البئري PLT للإنتاج. هذه أداة تجري على سلك كهربائي، وتحتوي على دوار تدفق (spinner) ومقياس ضغط تدرجي (gradiomonometer) الذي يحدد معدل الإنتاج المار بمحاذاة الأداة، وكذلك كثافة ذلك المائع. يمكن بإمرار الأداة عبر سلسلة من الطبقات الدافقة، تحديد معدل التدفق ونوع المائع لكلّ طبقة منتجة. هذا مفيد في إثبات مقدار ما تقدمه كلّ طبقة لمعدل التدفق الكلّي المقاس على السطح، وكذلك، تشير إلى الطبقات التي تسرّب إليها الغاز أو الماء (الشكل 16 ـ 4).

يُظهِر المثال الوارد أعلاه بأن الطبقة C لا تقدم للتدفق، كما برهن انعدام الزيادة في الإنتاج الكلّي عند مرور الأداة عبر هذه الطبقة، وإن مائعاً أكثف، مثل الماء، يُنتَج من طبقة B، التي هي كذلك مساهم رئيسي في معدل إنتاج البئر الكلّي. تفسر هذه النتائج بأن تسرب الماء قد حدث أبكر في طبقة B من الطبقات الأخرى، الذي يمكن أن يقدّم تبريراً لإغلاق هذه الطبقة، كما سيناقش لاحقاً. قد يشير فقدان الإنتاج من الطبقة C إلى تثقيب غير فعّال، وفي هذه الحالة قد يعاد تثقيب الفاصل. وقد يكون فقدان الإنتاج بسبب كون الطبقة C ضعيفة النفوذية، في هذه الحالة يُتَوقع استعادة قليلة من هذه الطبقة.

يمكن تعيين حركة حد تماس الهيدروكربون مع الماء (HCWC) في الخزّان من سجلات فوهة البئر للآبار الجديدة المحفورة بعد بداية الإنتاج، أو من السجل البئري لزمن التلاشي الحراري ((Thermal Decay Time (TDT) المسجل في بئر إنتاج مبطنة موجودة. يستطيع زمن التلاشي الحراري التمييز بين الهيدروكربون والماء المالحة بقياس زمن التلاشي الحراري للنيوترونات المتدفقة إلى التشكّل من المنبع في الأداة. وبإمرار أداة زمن التلاشي الحراري في نفس البئر على فترات لسنة أو سنتين (انقضاء زمن التلاشي الحراري)، يمكن اقتفاء معدل حركة حد تماس الهيدروكربون والماء (HCWC). وهذا مفيد في تعيين انزياح الخزّان، وكذلك تعدي الطبقة الحاملة للماء.

تتجمع البيانات أثناء حياة إنتاج الحقل وتستعمل لتحديث نموذج الخزّان وتخفض الشك في تقدير النفط المخزون في المكان الأوّلي STOIIP والاستعادة النهائية UR. يشير المخطّط التالي إلى كيفية تغيّر مجال الشك في تقدير الاستعادة النهائية على مدى دورة حياة الحقل. يساعد الفهم المتزايد للخزّان

باختيار خطط أفضل لتطوير إضافي، ويمكن أن يقود إلى زيادة في تقدير الاستعادة النهائية. هذه ليست الحالة دائماً، قد يخفض التحقق من أن الحقل أكثر تعقيداً مما وصف سابقاً، أو أن أجزاءً من الخزّان المتوقع فقد تعرضت مثلاً للحت، يؤدي لتخفيض تقدير الاستعادة النهائية (الشكل 16 ـ 5).



الشكل (16 ـ 5): تغيّر نمطي لتقدير الاستعادة النهائية خلال حياة الحقل.

16 ـ 1 ـ 2 إنجاز البئر The well performance

إن الهدف من إدارة إنجاز البئر في النظام الوارد بالشكل (16 ـ 1) هو لتخفيض القيود التي قد تفرضها البئر على إنتاج الهيدروكربون من الخزّان. يمكن قسمة قيود البئر التي قد تحدد أهمية الخزّان إلى صنفين؛ فترة الإكمال (completion interval) وأنبوب الإنتاج (production tubing).

يشير الجدول التالي إلى بعض القيود:

قيود فترة الإكمال	قيود أنبوب الإنتاج
● تصميم الأنبوب	● قشرة الضرر
ـ القياس	● قشرة هندسية
ـ قيود على التدفق	● إنتاج الرمل
● الرفع الصنعي الأمثل	● تشكّل الرواسب الحرشفية
● إنتاج الرمل	● تشكّل مستحلب
● تشكّل الرواسب الحرشفية	● تقطر الاسفلتين
● قياس صمّام الخنق	● إنتاج موائع غير مرغوب بها

لتحقيق أهمية الخزّان، يتوجب تخفيض هذه القيود حيث تبرر اقتصادياً. على سبيل المثال، يمكن تخفيض قشرة الضرر باستخدام التحميض، بينما يمكن تخفيض القشرة الهندسية بإضافة المزيد من الثقوب، كما وُصِفَ في الفقرة (10 ـ 2)، الفصل العاشر. قد تتشكّل الرواسب عندما يمتزج معاً ماء الحقن وماء التشكّل، ويمكن أن تترسب في الخزّان، وكذلك على داخل أنبوب الإنتاج؛ يمكن إزالة هذا من الخزّان ومن الأنبوب كيميائياً أو بكشط الأنبوب ميكانيكياً.

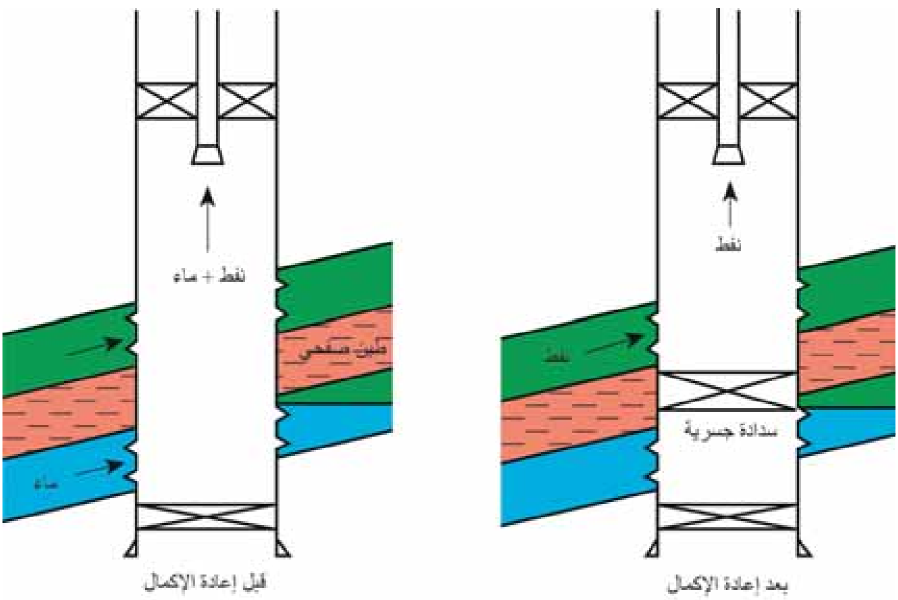
الموائع غير المرغوب بها هي تلك التي لا قيمة تجارية لها مثل الماء، وكميات غير تجارية من الغاز في تطوير حقل نفط. في الخزّانات المكونة من طبقات متفاوتة النفوذية، تنتج أحياناً موائع غير مرغوب بها أولاً من الطبقات الأكثر نفوذية، التي تكون الإزاحة فيها هي الأسرع. يقلل هذا الإنتاج النفطي الفعلي، ويستنزف ضغط الخزّان. تفصل الطبقات التي تظهر بأدوات التسجيل البئري للإنتاج وزمن التلاشي الحراري بأنها تنتج موائع غير مرغوب بها، بإعادة إكمال الآبار (recompleting). تظهر المخطّطات التالية كيف تفصل الطبقات التي تبدأ بإنتاج الموائع غير المرغوب بها.

يمكن عزل نطاق مائي تحتي بوضع سدادة جسرية (bridge plug) فوق النطاق الحامل للماء؛ ويمكن القيام بهذا بدون إزالة الأنبوب بتوجيه سدادة جسرية عبر الأنبوب (through-tubing bridge plug) قابلة للنفخ. يمكن فصل

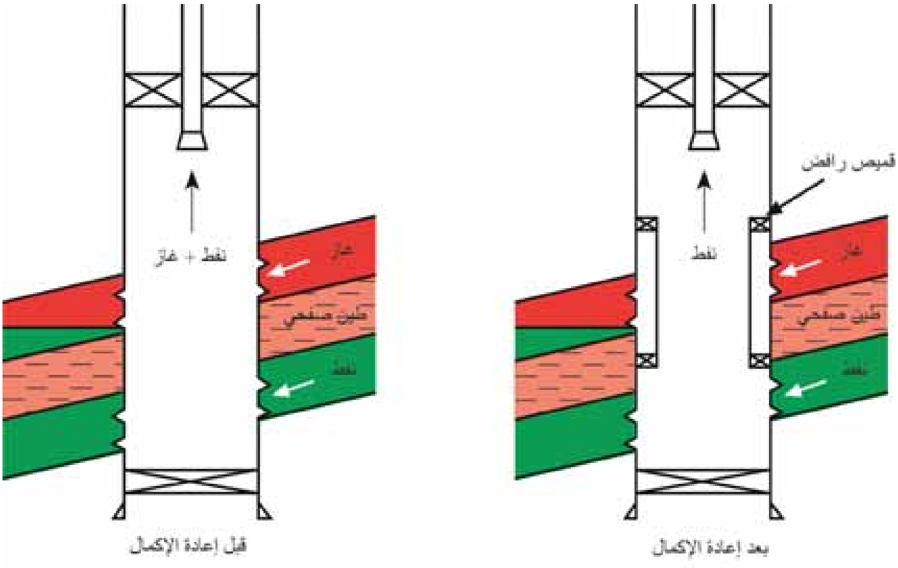
طبقة فوقية منتجة للغاز بضغط إسمنت عبر التثقيب أو بعزل الطبقة برقعة بطانة تدعى البطانة الرافضة (scab liner)، وهي عملية يتم فيها أولاً إزالة الأنبوب. يدعى هذا «إصلاح البئر» (workover) ويتطلب برج حفر أو على الأقل رافعة، من أجل الآبار الضحلة سهلة الإكمالات (الشكلان 16 ـ 6 و16 ـ 7).

يمكن إنجاز إصلاح الآبار بإصلاح معدّات قاع البئر أو الصمّامات السطحية وخطوط التدفق، وتشمل إيقاف الإنتاج من البئر، وربما استعادة وإعادة إدخال الأنبوب. نظراً إلى أن هذا غير مرغوب من وجهة نظر الإنتاج، تبرمج الإصلاحات بحيث يتم تأدية سلسلة من الواجبات في وقت واحد، مثلاً، تجديد الأنبوب في نفس وقت تغيير فواصل الإنتاج.

قد يصبح تأكل الأنبوب (tubing corrosion) بسبب ثاني أكسيد الكبريت H_2S (تآكل حمض (sour corrosion)) أو ثاني أكسيد الكربون CO_2 (تآكل حلو (sweet corrosion))، هو تآكل قاسٍ جداً بحيث يرشح الأنبوب. يتطلب هذا بالتأكيد صيانة. يمكن إنجاز مراقبةً حالة الأنبوب لتعقب مدى التآكل لاستباق إخفاق الأنبوب، والسماح باستبدال الأنبوب قبل حدوث الرشح.



الشكل (16 ـ 6): إعادة إكمال صاعد لبئر.



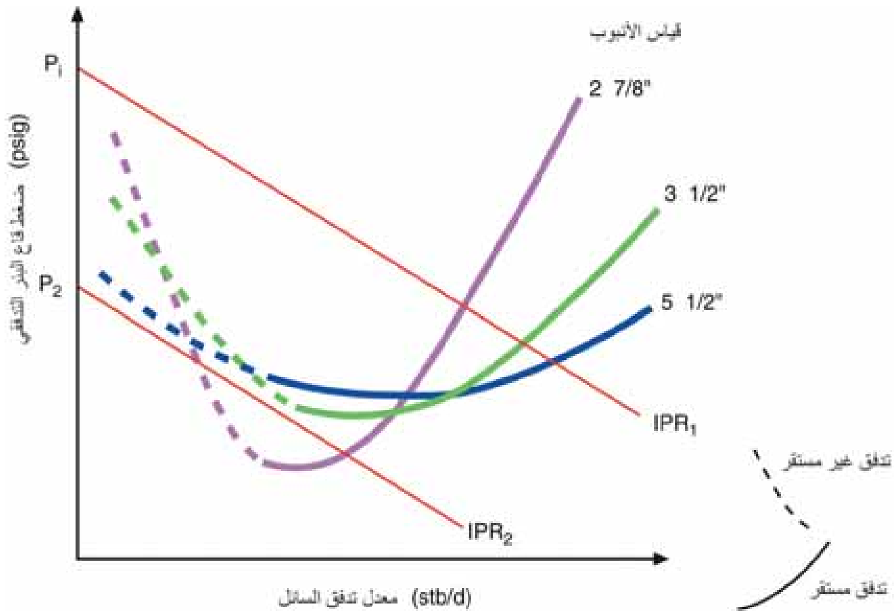
الشكل (16 ـ 7): إعادة إكمال هابط لبئر.

يجب أن يُخَفّض تصميم سلك الأنبوب القيود على التدفق إلى الحد الأدنى. تهدف الإكمالات وحيدة الحفرة (monobore) باستخدام قياس واحد للقناة من الخزّان إلى رأس الأنبوب لإنجاز ذلك. يجب أن يرفع قياس الأنبوب أهمية الخزّان إلى الحد الأقصى. يظهر المثال الوارد في الشكل (16 ـ 8) أنه في بداية عُمْر الحقل، عندما يكون ضغط الخزّان P_i، يكون قياس الأنبوب الأمثل 5.5 أنش. مع ذلك، ومع هبوط ضغط الخزّان، لا يستطيع الأنبوب الأصلي الإنتاج إلى السطح، مما يتطلب أنبوباً أصغر ($2\frac{7}{8}$) إنش. كما يتطلب تغيير قياس الأنبوب صيانة. ما إذا كان من الأفضل تركيب الأنبوب الصغير من البداية (خنق معدل التدفق بداية بدون أن يتطلب الأمر صيانة لاحقة) هو قرار اقتصادي.

تم توضيح العلاقة بين أداء الأنبوب وأداء الخزّان بشكل أشمل في الفقرة (10 ـ 5)، الفصل العاشر.

نوقشت تقنيات الرفع الصنعي (artificial lift techniques) في الفقرة (10 ـ 5)، الفصل العاشر. يتم خلال الإنتاج رفع ظروف التشغيل إلى الحد الأمثل، بهدف رفع الإنتاج إلى الحد الأقصى. على سبيل المثال، تطبق نسبة الغاز ـ

الماء المثلى لرفع الغاز، ربما باستخدام عمليات مدارة بواسطة الكمبيوتر (CAO)، كما نوقش في الفقرة (12 ـ 2)، الفصل الثاني عشر. قد لا يُركّب الرفع الصنعي من بداية التطوير، وإنما في المرحلة التي تنخفض فيها طاقة الرفع الطبيعية للخزّان. سيبرر تطبيق الرفع الصنعي، مثل أي مشروع متزايد آخر، على أساس قيمة NPV حالية صافية وإيجابية (انظر فقرة (14 ـ 4)، الفصل الرابع عشر).



الشكل (16 ـ 8): **اختيار قياس الأنبوب.**

قد يؤدي إنتاج الرمل (sand production) من تشكّلات مفككة إلى حت الأنابيب والصمّامات وتجمع رملي في كلٍّ من حوض تجميع البئر، والفواصل السطحية. بالإضافة، قد يتجمع الرمل في الأنبوب النفطي بحيث يعيق بشدة التدفق.

يمكن مراقبة وجود رمل بواسطة كواشف داخلية. فإذا أصبحت كمية الرمل المنتج غير مقبولة، عندها يجب الأخذ بعين الاعتبار تركيب مانع رمل في قاع البئر (فقرة رقم (10 ـ 7)، الفصل العاشر).

تراقب «صحة البئر» (the health of the well) أثناء الإنتاج بقياس:

- معدلات الإنتاج ـ نفط، ماء، غاز
- الضغوط ـ فوهة الأنبوب وقاع البئر
- إنتاج الرمل

يمكن، من معاينات تراكُم وتراجُع ضغط قاع البئر، قياس نفوذية الخزّان ودليل إنتاجية البئر وقشرة الإكمال. يجب التحقيق بأي انحراف عن القياسات السابقة أو عن القيم المحسوبة نظرياً، لتحديد فيما إذا كان يجب معالجة السبب.

تطبق التقنيات الجديدة (new technology) للحقول القائمة لتعزيز الإنتاج. على سبيل المثال، حفرت آبار تطوير أفقية في العديد من الحقول الناضجة لاستعادة النفط المتبقي، وخاصة حيث يوجد النفط المتبقي في أعمدة نفط رقيقة بعد القبعة الغازية و/أو طبقة مكمنية اجتاحت معظم النفط. زود ورود الآبار متعددة المسارات الجانبية (multilateral wells) التي حفرت مع الأنبوب الملفوف (coiled tubing)، خياراً منخفض الكلفة لإنتاج النفط المتبقي، وكذلك الخزّانات منخفضة الإنتاجية.

كما أن استخدام المسح السيسمي ثلاثي الأبعاد 3D كوسيلة لتخطيط التطوير صار يتزايد باستمرار. وبات مستخدماً للاستكشاف والتقييم. يُعيّن المسح ثلاثي الأبعاد لحقل ناضج مناطق نفط غير مجتاح، ويفيد في تحديد مواقع الآبار البينية (infill wells)، وهي الآبار التي حفرت بعد آبار التطوير الرئيسية بهدف إنتاج النفط المتبقي.

16 ـ 2 **إدارة المنشآت السطحية** Managing the subsurface facilities

تهدف المنشآت السطحية لتسليم هيدروكربون قابل للبيع من فوهة البئر إلى الزبون، في الوقت المعيّن، وبالمواصفات المحددة بطريقة سليمة ومقبولة بيئياً. الأعمال الرئيسية للمنشآت السطحية هي:

- جمع، مثلاً، آبار إنتاج متنوعة مع بعض
- فصل، مثلاً، غاز عن مائع، ماء عن نفط، رمل عن مائع
- نقل، مثلاً، من المنصّة الى المحطّة الطرفية بأنبوب نفط
- تخزين، مثلاً، صهاريج نفط لتزويد الإنتاج إلى ناقلة نفط

نوقشت هذه المنشآت السطحية المستخدمة لإنجاز هذه الأعمال في الفقرة (11 ـ 1)، الفصل الحادي عشر، وركبت كتعاقب، أو قطار من مركبات، وصمّامات، وأنابيب، وصهاريج. . . إلخ. ستركز هذه الفقرة على الوصول إلى الحد الأمثل لمنظومة الإنتاج التي صُمِمت ورُكِبت في طور التطوير. تحتاج المنظومة إلى الإدارة خلال فترة الإنتاج للوصول إلى الحد الأقصى باستطاعة capacity المنظومة أو الطاقة الإنتاجية (throughput) والمتاحية (availability) أو الجزء من الزمن الذي تكون فيه المنظومة متوفرة.

16 ـ 2 ـ 1 **قيود القدرة** Capacity constraints

تصمم، خلال طور التصميم، بنود المعدّات أو المنشآت لظروف العمل المتوقعة بناء على المعلومات المتجمعة خلال تقييم الحقل، وعلى ناتج الدراسات (مثل محاكاة الخزّان).

تقوم معاملات التصميم، عادةً، على تقييم ما يلي:

- معدلات تدفق المائع (نفط، ماء، غاز) وتغيّراتها مع الزمن
- ضغوط المائع وحرارته وتغيّراتها عبر الزمن
- خواص المائع (كثافة، لزوجة)
- نوعية المنتج المطلوبة

تفترض إدارة المنشآت السطحية أثناء فترة إنتاج الحقل، الوصول بإنجاز منظومات الإنتاج القائمة إلى الحد الأمثل. ويعتمد مجال تشغيل أي بند من المعدّات على نوع البند، فمثلاً، فاصل مائع ـ غاز، واختياره في مرحلة التصميم، حيث توجد شروط تشغيل عظمى وصغرى مثل الطاقة الإنتاجية. لذلك يمكن وصف أخفض طاقة إنتاجية بما يسمى «نسبة الرفض» (turndown ratio):

نسبة الرفض= (طاقة إنتاجية أصغرية/ طاقة التصميم الإنتاجية)× 100٪

لن يعمل بند معدّات، مثل ضاغط غاز تحت طاقة إنتاج أصغرية. لذلك يجب إدارة العملية بطريقة تحافظ على الإنتاج فوق طاقة الإنتاج الأصغرية.

غالباً ما يكون الاهتمام الأكثر شيوعاً هو القدرة العظمى لبند المعدّات،

لأن الإنجاز الأمثل عادة يعني الوصول إلى الإنتاج الأعظمي الممكن. فمن أجل بند معدّات منفرد مثل صهريج الفصل، يمكن إنجاز الزيادة في الاستطاعة العظمى بمراقبة ظروف التشغيل، مثل الحرارة والضغط وارتفاع السد (weir) والموالفة الدقيقة (fine-tuning) لهذه الظروف وصولاً إلى القدرة العظمى للطاقة الإنتاجية. هذه الموالفة الدقيقة لبنود معدّات محدودة مستمرة، نظراً إلى أن خصائص التلقيم تتغيّر مع الزمن، وتنجز من قبل مهندس المعالجة والمُشَغّل. يتم الاحتفاظ بسجلات (records) ظروف تشغيل بنود المعدّات للمساعدة في تحديد الظروف الأمثل ولتعيين متى تعمل المعدّات بشكل عادي.

تتألف منظومة الإنتاج السطحي من سلسلة من بنود المعدّات، مثل تلك المرسومة في الشكل (16 ـ 9)، التي تُظهِر القدرة العظمى لبنود معالجة النفط. تحدد الاستطاعة العظمى للمنظومة من عناصر المنظومة مع الاستطاعة الصغرى للطاقة الإنتاجية.

يشير هذا المثال المبسط جداً إلى أن مضخّة التصدير تُحدِّد الطاقة الإنتاجية للمنظومة بـ 45Mb/d، مع أن الإنتاجية الممكنة للآبار هي 50Mb/d. إذا رفعت قدرة المضخّة أو تم تركيب مضخّة ثانية بالتوازي للوصول إلى قدرة مقدارها 80Mb/d، تصبح قدرة المنظومة محدودة بصهريج الفصل. يدعى التعرف على البند الذي يحدد القدرة وتقييمه بإزالة الإعاقة (de-bottlenecking).

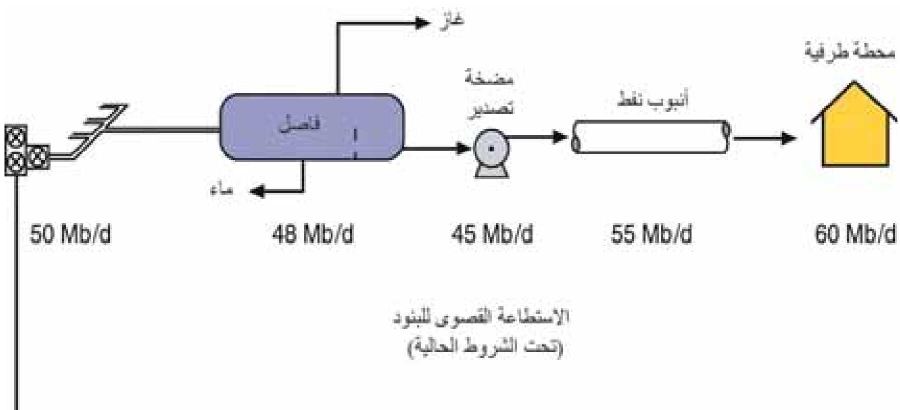
من المألوف أن إيجاد واحد من قيود الاستطاعة، يقود إلى تمييز القيد التالي، كما في المثال الوارد أعلاه. يمكن تحديد فيما إذا كانت إزالة الإعاقة اقتصادية أم لا بمعالجتها كمشروع متزايد (incremental project) وحساب القيمة الحالية الصافية. يجب أن يحاول المُشَغّل والمهندسون باستمرار تعيين الفرص لإزالة الإعاقة من منظومة الإنتاج. يمكن أن يكون نشاط إزالة الإعاقة بسيطاً كتغيير قياس صمّام أو ضبط ارتفاع القنطرة في صهريج الفصل.

إن المثال الوارد أعلاه بسيط، ويمكن أن يرى بأن البنود المنفردة تشكّل جزءاً من سلسلة في منظومة الإنتاج، التي تعتمد على بعضها البعض. على سبيل المثال، يحدد ضغط تشغيل صهريج الفصل وحرارته شروط الدخول لمضخّة التصدير. يمكن إنجاز نمذجة المنظومة (system modeling) بتعيين وقع تغيّر الشروط في جزء واحد من العملية على إنجاز المنظومة الكلّي. سيشمل هذا ربط المحاكاة الرياضية للعناصر مع بعضها البعض. على سبيل المثال،

برامج محاكاة الخزّان، إنجاز الأنبوب ومحاكاة المعالجة وسلوك أنابيب النفط. بهذه الطريقة يمكن نمذجة التبعية، ويمكن إنجاز الحساسيات كحسابات قبل التطبيق.

إن إزالة الإعاقة أمر مهم وبشكل خاص عندما يكون الحقل المُنتِج في وضع إنتاج مستقر، لأنه يقدم موائع للاستعادة الأولية، أو لتسارع إنتاج الهيدروكربون، الذي يُحسِن التدفق النقدي للمشروع والقيمة الحالية الصافية.

يمكن تمييز الشكل (16 ـ 9) بمخطّط بديل يدعى نموذج صمّام الخنق (chock model) الذي تمثل فيه بنود المعدّات كصمّامات خنق في المنظومة. مرة أخرى يمكن بناء نموذج منظومة حول هذا لتعيين القيود الحالية، وبالتالي لزيادة الطاقة الإنتاجية أو المتاحية.



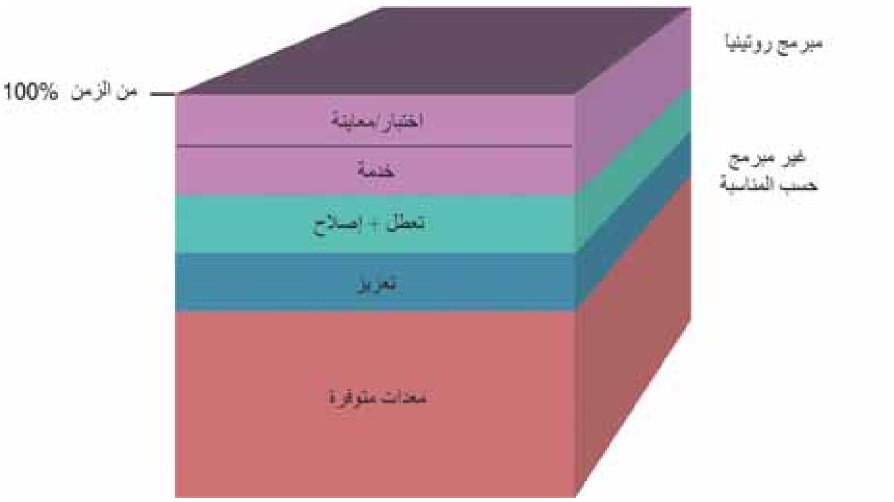
الشكل (16 ـ 9) منظومات الإنتاج السطحي.

16 ـ 2 ـ 2 **قيود المتاحية** Availability constraints

تشير المتاحية إلى الزمن الذي تكون فيه المنشأة قادرة على الإنتاج بقدرة كاملة. يُظهِر الشكل 16 ـ 10 المصادر الرئيسية للامتاحية (non-availability) بنود المعدّات.

يصمم بند معدّة ليفي بشروط أداء قياسية، لا يجوز لها أن تعمل فيما لو تخطتها. للتأكد من أن الجهاز قادر على الإنجاز بأمان بشروط حد التصميم، يجب معاينته دورياً و/أو فحصه. على سبيل المثال، يجب فحص منظومة

فيضان الماء (water deluge system) لمكافحة الحريق، للتأكد من أنها ستبدأ العمل عندما تعطى الإشارة المناسبة، وتطلق الماء بالمعدل المصمم. إذا توجب تعطيل بنود المعدّات لفحصها أو لمعاينتها، عند تفقد للتآكل داخل وعاء الضغط مثلاً، سيؤدي هذا إلى توقف عمل الجهاز وقتياً. وإذا كان بند المعدّات هو بند منظومة معالجة رئيسي، مثل أحد الأشياء الظاهرة في الشكل 16 ـ 9، عندئذ يجب إغلاق كامل قطار الإنتاج. ستكون هذه الحالة أيضاً عند فحص منظومة صممت لإغلاق العملية في حالة الطوارئ. يسبب هذا الأمر عادة فقدان الإنتاج. لذا تصمم المعاينة والفحص لتعمَلا تباعاً، وقدر الإمكان، وذلك لتجنب إعاقة الإنتاج، أوبرمجة هذه المعاينات لتتطابق معاً. توضع الفترات بين فحوص تجري أثناء عمل الجهاز وفق القوانين والتشريعات.



الشكل (16 ـ 10): متاحية المعدّات.

إن خدمة (servicing) البنود هي نشاط روتيني مبرمج وتدار بنفس طريقة المعاينة، وتعتمد الفترات بين الخدمات على تصميم الجهاز. قد تحدد الفترات على أساس المفكرة، أي كل 24 شهراً، أو على أساس ساعي مثل كل 10000 ساعة عمل.

من الواضح بأن التعطل والإصلاح اللاحق (breakdown and subsequent repair) غير مبرمج، لكنه يؤدي للامتاحية البئر، قد تصان بعض البنود غير

الحرجة فعلياً، على أساس التعطل، كما نوقش في الفقرة (12 ـ 3)، الفصل الثاني عشر. مع ذلك، فالبند الحرج في إبقاء منظومة الإنتاج عاملة يصمم ويصان لجعل احتمال التعطل صغيراً جداً، أو تدعم بوحدة قائمة على أهبة الاستعداد.

أيضاً، قد يتطلب تعزيز (enhancement) العملية بسبب تصميم أولي غير مثالي للمعدّات (equipment) أو لتطبيق تقنيات جديدة، أو بسبب ظهور فكرة لتحسين منظومة الإنتاج. ستكون إزالة الإعاقة مثال على التعزيز، وفيما تُجرى التغييرات للتعزيز، تكون المنظومة غير متاحة وقتياً.

تخفض النشاطات الواردة أعلاه من المتاحية الكلّية للبنود، وربما متاحية منظومة الإنتاج. تتوقف إدارة متاحية المنظومة على تخطيط وبرمجة النشاطات مثل، المعاينة، والخدمة، والتعزيز، والصيانة، لتخفيض إعاقة التداخل (interuption) وقت الإنتاج. يتم خلال التوقف المخطّط له (planned shutdown)، الذي قد يكونة لفترة شهر أو شهرين كل سنتين أو ثلاث سنوات إتمام الكثير من هذا النوع من العمل. هذا ويتم تدبير تخفيض اللامتاحية بسبب التعطل من خلال التصميم الأوّلي والصيانة ودعم المعدّات. إذا استبعدت التوقفات المخطّطة، عندها يكون زمن المتاحية، أي الزمن الذي تكون الجملة فيه متوفرة، بحدود 95٪.

16 ـ 2 ـ 3 **إدارة نفقات التشغيل** Managing operating expenditure

إن معظم الأموال المصروفة، خلال عمر الإنتاج، هي نفقات تشغيل. وتشمل هذه النفقات أبواباً مثل:

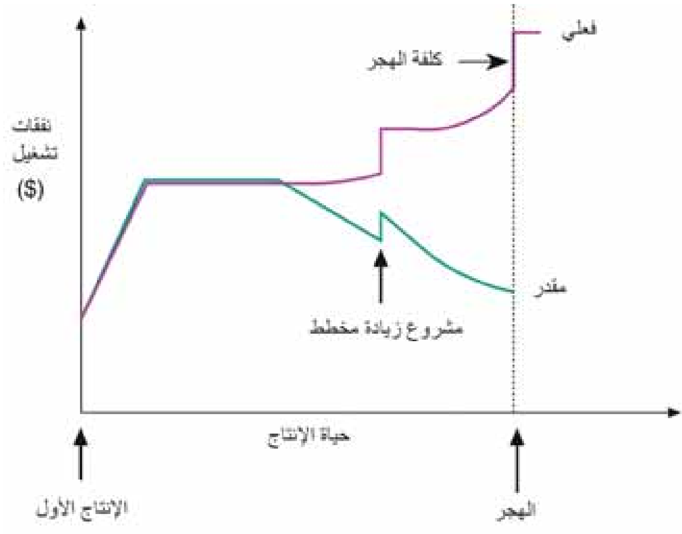
- صيانة المعدّات البحرية والشاطئية
- نقل المنتجات والناس
- أجور كافة كادر الشركة، والسكن والتدريس
- أجور المكاتب والخدمات
- سَوقات المتعهدين
- التدريب

اقتُرِح في الفقرة (14 ـ 2)، الفصل الرابع عشر بأن تقدير نفقات التشغيل في مرحلة تخطيط التطوير تقوم على نسبة مئوية من نفقات رأس المال التراكمية (نفقات تشغيل ثابتة) بالإضافة إلى كلفة كل برميل من إنتاج الهيدروكربون (نفقات تشغيل متغيّرة). تطبق هذه الطريقة على نطاق واسع، حيث تُقَوّم النسب المئوية وقيم الكلفة لكلّ برميل من الخبرة السابقة في المنطقة. هناك عيب واضح في هذه الطريقة، وهي أنه عندما يتراجع إنتاج النفط، يتراجع أيضاً تقدير نفقات التشغيل opex، وهو ما لا تنطبق عليه الخبرة الشائعة؛ بأنه مع تقدم عمر المعدّات تصبح أكثر طلباً للصيانة وأكثر تكراراً للتعطل.

يبرهن الشكل (16 ـ 11)، أنه على الرغم من توقع مشروع متزايد، مثلاً ضغط الغاز خلال فترة التراجع، حيث تنحرف نفقات التشغيل الفعلية (actual OPEX) كثيراً عن التقدير خلال فترة التراجع. ويصبح بخس تقدير يتراوح من 50-100% أمراً شائعاً. لا يؤثر هذا الفرق بشكل درامي في القيمة الحالية الصافية لاقتصاديات المشروع عندما يُحسب بالنسبة إلى تاريخ مرجع في مرحلة تخطيط التطوير، لأن النفقات اللاحقة تدخل في الحساب بقوة. مع ذلك، هذا الفرق حقيقي جداً بالنسبة إلى شركة تدير المشروع خلال مرحلة التراجع؛ إذ تُواجَه بزيادة حقيقية في نفقات التشغيل المتوقعة تصل إلى 100٪.

قد تهدد مثل هذه الزيادة في النفقات المخطّطة ربحية المشروع في فترة التراجع؛ وقد تفوق نفقات التشغيل حسم كلفة النفط في عقد مشاركة الإنتاج PSC.

هنالك طريقة أكثر تعقيداً لتقدير نفقات التشغيل وهي أن يقوم الحساب على النشاطات الفعلية المتوقعة (to base the calculation on actual activities expected) خلال عُمْر الحقل. يتطلب هذا تقدير كلفة تشغيل المشروع القائمة على التخطيط بما سيحدث للمنشأة فعلياً، والتكهن بالقوة البشرية خلال كامل عُمْر الحقل. هذا يعني إشراك دوائر هندسة النفط، والحفر، والهندسة، والصيانة، والعمليات والموارد البشرية في صنع تقديرات النشاط، وحساب النفقات على البيانات التاريخية. إن تقنية حساب الكلفة بناء على النشاط (activity-based costing) مرهقة أكثر من المقاربة الاقتصادية البسيطة (انظر الفقرة (14 ـ 2)، الفصل الرابع عشر)، لكنها تسمح بتقييم أكثر صحة ودقة نفقات التشغيل الحقيقية للتطوير.



الشكل (16 ـ 11): نفقات التشغيل الفعلية مقابل المُقَدَّرة.

غالباً ما يحصل هذا التباعد الظاهر في الشكل (16 ـ 11)، ويجب تدبيره. الهدف هو المحافظة على الإنتاج بطريقة سليمة ومسؤولة بيئياً، بينما تجري المحاولة لاحتواء أو تخفيض النفقات (contain or reduce costs). تتمّ المقاربة لإدارة هذه المشكلة من خلال المراجعة الآتية:

- استخدام تقنية جديدة.
- استخدام فعّال للطاقة البشرية ودعم الخدمات ـ أتمتة، بنية تنظيمية، إشراف.
- مشاركة المنشآت بين الحقول والشركات، على سبيل المثال، هي: خطوط النفط، مراكب الدعم والمحطات الطرفية.
- تحسين النقل والتموين ـ تزويد المواد، النقل.
- تخفيض زمن التوقف لمنظومة الإنتاج.
- تحسين تقنيات التحكم بالكلفة ـ القياسات، المواصفات، ضمان الجودة.

من الجدير بالملاحظة أن الموظفين والنقل والتموين تمثل 30 ـ 50٪ من نفقات التشغيل، بينما تمثل تكاليف الصيانة 20 ـ 40٪ من نفقات التشغيل. هذه

مناطق خاصة يجب التركيز فيها على التحكم بالنفقات وتخفيضها. وقد يعني هذا مراجعة فلسفة التشغيل والصيانة التي نوقشت في الفصل الثاني عشر لتفقد في ما إذا طبقت، وفي ما إذا كانت بحاجة إلى التحديث.

16 ـ 3 إدارة العوامل الخارجية Managing the external factors

تتأثر مستويات الإنتاج بعوامل خارجية مثل أهداف الإنتاج المتفق عليها، وطلب السوق، ومستوى الطلب على منتج معيّن. والاتفاقات مع المتعهدين والتشريعات. تدار هذه العوامل بتخطيط معدلات الإنتاج وإدارة عملياته.

على سبيل المثال، يمكن أن يتم الاتفاق على هدف إنتاج بين الشركة والحكومة. ويتم الاتفاق على معدل متوسط إنتاج لسنة تقويميّة (calendar year)، لنقل بمعدل 30000 stb/d، وتتم مراجعة معدلات الإنتاج الفعلي من قبل الحكومة كل ثلاثة أشهر. لتحديد مستوى الإنتاج الأعظمي الممكن تحقيقه للسنة القادمة يجب أن تنظر الشركة إلى أهمية الخزّان (reservoir potential)، وكافة القيود التي نوقشت حتى الآن، قبل الاتصال بالحكومة لاقتراح هدف إنتاج. وبعد المناقشات التقنية بين الشركة والحكومة يتم وضع هدف الإنتاج المتفق عليه. وقد يتم تطبيق غرامات إذا لم يُحقَّق الهدف ضمن مستوى تسامح نمطي مقداره 5٪.

على شركة النفط كذلك تقديم تقارير إلى شركة النفط الوطنية أو الحكومة، وإلى الشركاء في المجازفة. يتضمن ذلك ما يلي:

- مقترحات البئر.
- خطة تطوير الحقل.
- المراجعة السنوية للاحتياطي المتبقي في الحقل.
- ملخّص كل ستة أشهر عن الإنتاج والتطوير لكلّ حقل.
- خطط للمشاريع المتزايدة الرئيسية، مثلاً تطبيق الرفع بالغاز.

تُحدَد قوى السوق (market forces) الطلب على المنتج، ويستعمل الطلب للتكهن بمبيعات الهيدروكربون. وهذا هو أحد من العوامل الذي تأخذه بعض

الحكومات بعين الاعتبار عند وضع أهداف الإنتاج لشركة النفط. على سبيل المثال، يُسَيّل الكثير من الغاز المنتج من بحر الصين الجنوبي (South China Sea) ويصدر بالناقلات إلى اليابان للاستخدامات الصناعية والمنزلية؛ يحرك العقد المُوَقَّع مع الشاري الياباني مستويات الإنتاج الموضوعة من قبل شركة النفط الوطنية.

تتغيّر الحاجة إلى الغاز المنزلي فصلياً في المناطق معتدلة المناخ، وتعكس مستويات الإنتاج هذا التغيّر. على سبيل المثال، يسبب يوم بارد مفاجئ في أوروبا الشمالية طلباً متزايداً على الغاز، وتسمح عقود بيع الغاز في هذه المنطقة للشاري بطلب زيادة أنية (إلى حد أعظمي محدد) من البائع. ولتأمين التأرجحات الفصلية، يخزن الغاز المستورد في خزّانات تحت أرضية خلال أشهر الصيف أو في كهوف الملح أو حقول الغاز المستنزفة، ثم يتم سحبها في أوقات ذروة الطلب.

إن العقود الموقعة بين شركات النفط وشركات التزويد أو الخدمات عامل مؤثر في كلفة وكفاءة التطوير والإنتاج. وهذا هو السبب الذي يجعل شركات النفط تركز على نوع العقود التي توافق عليها. لخّصت أنواع العقود الشائعة في صناعة النفط في الفقرة (13 ـ 5)، الفصل الثالث عشر.

تملي التشريعات في الدولة المضيفة التطبيقات العملية والأداء البيئي لشركة النفط، وهو أحد القيود الذي يتوجب مراعاتها. قد يتراوح هذا من تشريع على تركيز النفط المسموح به في مياه الصرف، إلى ساعات العمل العظمى بالأسبوع للعامل، وإلى توفير الإعانات المالية المرضية للعمال وأسرهم. وعلى شركة النفط أن تقيم منظمة داخلية تمرر التشريعات الحالية والجديدة للنواحي ذات العلاقة في الشركة، مثلاً لمهندسي التصميم، والمُشَغّلين، ودوائر الموارد البشرية. كما يجب على تقنيات الشركة وتطبيقاتها أن تحقق على الأقل متطلبات التشريعات. وتحاول الشركة أحياناً توقع التشريع المستقبلي عند صياغة الخطة التطويرية.

هذا، وإن جزءاً واحداً من التشريع يستحق الملاحظة وهو متطلب تقييم الوقع البيئي EIA، الذي يتوجب تطبيقه قبل أي نشاط تقييمي أو تطويري آخر. يستخدم EIA لتحديد الوقع الذي سيسببه نشاط بشري ما في البيئة الطبيعية بما

فيها التجمع النباتي، والحيواني والمحلي، ويستخدم لتعديل خطة النشاط حتى لا يُرى أي وقع سلبي. هنالك المزيد من تفاصيل تقييم الوقع البيئي في الفقرة (5 ـ 3 ـ 1)، من الفصل الخامس.

16 ـ 4 **إدارة العوامل الداخلية** Managing the internal factors

تحتاج شركة النفط أثناء الإنتاج لهيكلة عملياتها في إدارة عدد من العوامل الداخلية، مثل:

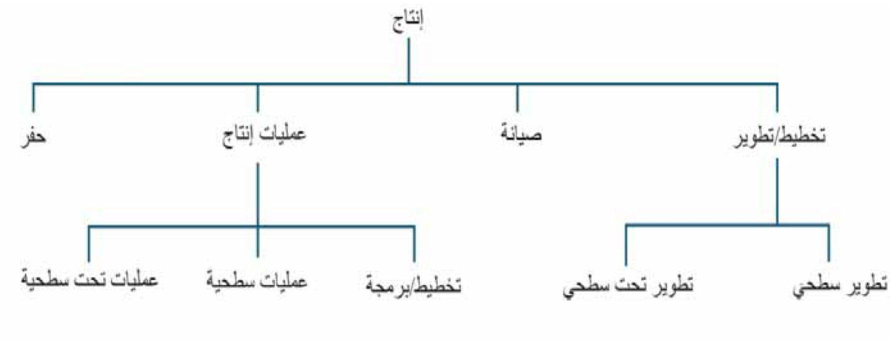
- البنية التنظيمية والقوة البشرية
- التخطيط وجدولة الأعمال
- متطلبات وضع التقارير
- المراجعات والتدقيقات
- تمويل المشاريع

وحتى يتم العمل بشكل فعّال، يجب أن تؤمن البنية التنظيمية تدفق المعلومات المطلوبة لتطوير الحقل وإدارته بالسهولة الممكنة. المعلومات المطلوبة لمحاولة تنسيق العمليات اليومية على سبيل المثال، هي:

- القيود الخارجية على معدلات الإنتاج ـ الهدف
- إيقافات الإنتاج المخطّط لها
- متاحية الميزانية
- الجدولة الزمنية للتسليم للزبون
- متطلبات الحقن
- الإصلاح وعمليات الصيانة
- الجدولة الزمنية للمعاينة الروتينية
- مواعيد تسليم المعدّات والتموين
- جدولة الطاقة البشرية ومتطلبات النقل

ولا يوجد حل وحيد للبنية التنظيمية المطلوبة لتحقيق الهدف، كما أن

الشركات تغيّر دورياً تنظيمها لتحسين الكفاءة. تظهر القائمة الواردة أعلاه المعلومات المطلوبة للعمليات اليومية، ويتوجب وضع قائمة مختلفة عنها لتخطيط التطوير. وغالباً تتشعب الواجبات المطلوبة للإنتاج والتطوير، الذي ينعكس في التنظيم. تشكّل البنية التالية مثالاً واحداً لجزء فقط من تنظيم شركة (الشكل 16 ـ 12).



الشكل (16 ـ 12): بنية تنظيمية لتخطيط التشغيل والتطوير.

نظمت هذه البنية نتيجة عمل فريق من تقنيين مجتمعين معاً. البديل للتنظيم القائم على العمل (function-based) هو التنظيم القائم على الموجودات (asset-based)، حيث يتجمع فريق متعدد الاختصاصات حول «موجودة». قد تكون هذه «الموجودة» حقلاً منتجاً، أو مجموعة من الحقول أو منطقة موضع اهتمام استكشافي.

يجرى التخطيط (planning) لتوجيه أعمال الشركة وعملياتها، وجدولة النشاطات التي تريد الشركة إنجازها. وتتزفر، نمطياً، خطة أعمال (business plan) لخمس سنوات لتحقيق الأهداف بعيدة المدى، وسنة واحدة لبلورة الخطة (operations plan)، وثلاثة أشهر لجدولة عمليات (operations schedule) تنظم توقيت العمل. من خطة الثلاثة أشهر هنالك 30 يوماً لجدولة (schedule of when) متى ستنجز النشاطات، وجعلها راسخة، وتدخل في تفاصيل مثل الإنتاج المتوقع من كل بئر، وأي عملية سلكية أو عمل صيانة، وتنسيق العمليات السطحية وتحت السطحية. . وغيرها. وحتى ضمن هذه الـ 30 يوماً، هنالك مرونة، إلا أن الأسبوع الأول من هذه الفترة سيتم برمجته تفصيلياً من قبل مبرمجي الإنتاج (production programmers)، ويحدد على سبيل المثال، حجم

صغير للآبار، أو الهدف الإنتاجي للبئر. وستتضمن كل من هذه الخطط ميزانية تصف النفقة المقترحة.

بالإضافة إلى متطلبات كتابة التقارير الخارجية التي ذكرت في الفقرة (16 ـ 3)، سيكون هنالك تقارير داخلية لتوزع المعلومات ضمن المؤسسة، تتضمن ما يلي:

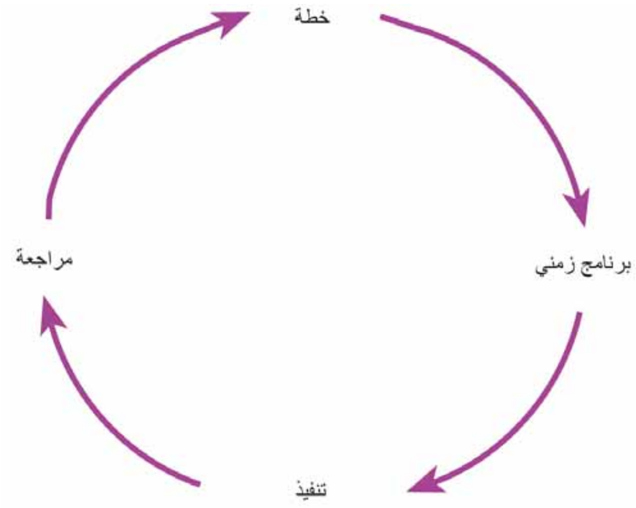
- تقارير شهرية للحقول المنتجة ـ إنتاج، حقن، صيانة، حفر تطويري.
- تقارير مختصرة عن تقدم الحقل.
- إحصائيات أعمال السلامة.
- ملخّصات الميزانية الشهرية

إن أحد الأسباب المهمة للتقارير الداخلية هو توفير قاعدة بيانات للنشاطات التي يمكن تحليلها لتحديد إمكانية إجراء تحسينات. مع أن عملية مراجعة التقدم وتطبيق التحسينات مستمرة، سيكون هنالك تدقيقات دورية لمناطق خاصة بأعمال الشركة. تستهدف التدقيقات أحياناً مناطق ذات اهتمام تجهز الآلية للمراجعة الحرجة للعملية المستخدمة في إنجاز الأعمال. وهذا ببساطة جزء من دورة التعّلم، وهي إحدى المبادئ الأساسية للإدارة.

هذا وقد يتشكّل فريق لتدقيق النشاطات في الشركة على أساس خاص، مكوناً من الأفراد ذوي الخبرة المناسبة، أو قد يكوّنون فريقاً بدوام كامل مكرس للعمل، يطوف من مشروع إلى مشروع. تدعى المقاربة الشعبية لهذه الصيغة من ضمان الجودة (quality assurance) بمراجعة النظير (peer review). إن فريق «مراجعة النظير» مكوّن نموذجياً، من مجموعة من المهنيين يعملون على أصول (assets) متشابهة، وادخِلوا في «مراجعة النظير» لفترة قصيرة مكرسة لتطبيق معرفتهم وخبرتهم في اختبار الفرضيات التي وضعها فريق الموجودات وتمّت ملاحظتها وتدقيقها (الشكل 16 ـ 13).

يدار تمويل النشاطات من قبل دائرة المالية، لكن صرف الاعتمادات المالية يدار من قبل المدراء التقنيين. إن تقارير الميزانية هي الآلية التي

يتعقب فيها المدير كيفية إنجاز الإيرادات والنفقات مقابل الخطة التي وضعت في الميزانية. تخطط الميزانية على أساس سنوي، وتُحَدّث في كلّ ثلاثة شهور.



الشكل (16 ـ 13): **أحد المبادئ الأساسية للإدارة.**

الفصل السابع عشر

إدارة الانحدار

Managing Decline

مقدمة والتطبيق التجاري: تُعرَّف بداية تراجع الإنتاج لحقل ما بانخفاض معدل إنتاجه عن معدل الاستقرار (plateau). مع ذلك، قد تهبط معدلات إنتاج الآبار الفردية بزمن طويل قبل انحدار إنتاج الحقل. تقدم هذه الفقرة بعض الخيارات التي قد تكون متاحة، لكبح تراجع الإنتاج أولاً، ولإدارة الانحدار بأكثر الطرق فعالية من حيث الكلفة لاحقاً.

قد يدخل الحقل في انحدار اقتصادي (economic decline) إما عندما هبوط الدخل (تراجع الإنتاج) أو ارتفاع التكاليف، وفي كثير من الحالات يحدث كلاهما. وفيما يتوفر مجال لمزيد من الاستثمار في حقل يمر في انحدار اقتصادي، ويجب أن لا تُعَطل الموارد المالية التي يمكن أن تستخدم بفعالية أكثر في مشاريع جديدة. كما يجب أن يستمر التطوير الناضج لتوليد تدفق نقدي صافي وإيجابي يتنافس مع مشاريع أخرى للموارد المالية. تعطي الخيارات المناقشة في هذا الفصل فكرة عن البدائل التي قد تتوفر لإدارة العملية المتوقعة للتراجع الاقتصادي، ولتمديد حياة الخزان والمنشأة.

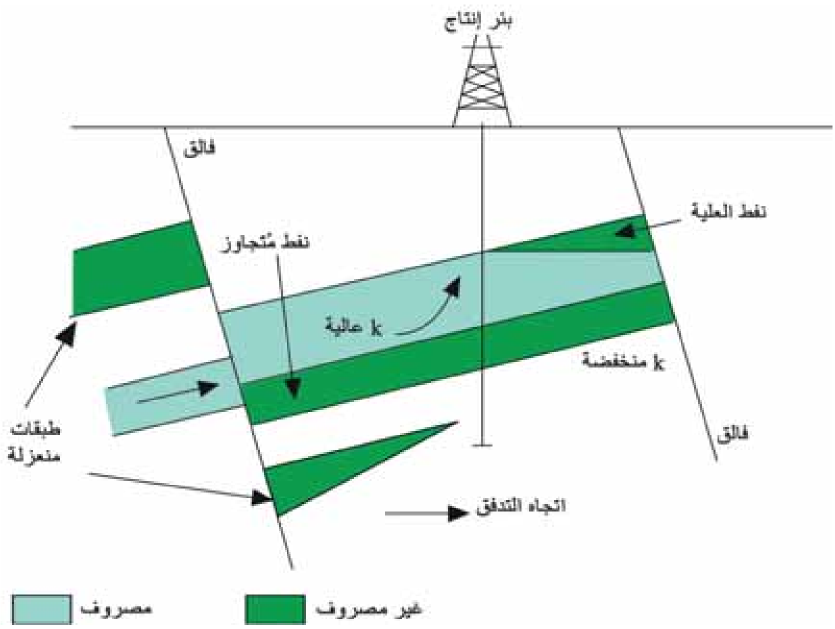
17 ـ 1 **الحفر التعبوي** Infill drilling

نادراً ما تكون خزانات النفط والغاز بنفس البساطة التي توحيها الخرائط والمقاطع الأولية. ومع أن هذا معروف غالباً، إلا أن التطوير يستمر عادة مع المعطيات المحدودة المتوفرة. تصبح النماذج الجيولوجية المبكرة أكثر تفصيلاً

ويُفهَم الخزان أكثر، مع حفر المزيد من الآبار، وتولد معلومات الإنتاج. قد يصبح من الممكن تعيين الاحتياطي الذي لم يستخرج بشكل فعّال، الذي يصبح هدفاً محتملاً للحفر البئري التعبوي (infill drilling). يعني الحفر البئري التعبوي حفر آبار إضافية، غالباً بين آبار التطوير الأصلية. أهدافها إنتاج النفط غير المستعاد حتى الآن (الشكل 17 ـ 1).

يمكن أن يبقى الهيدروكربون بدون تصريف لعدد من الأسباب:

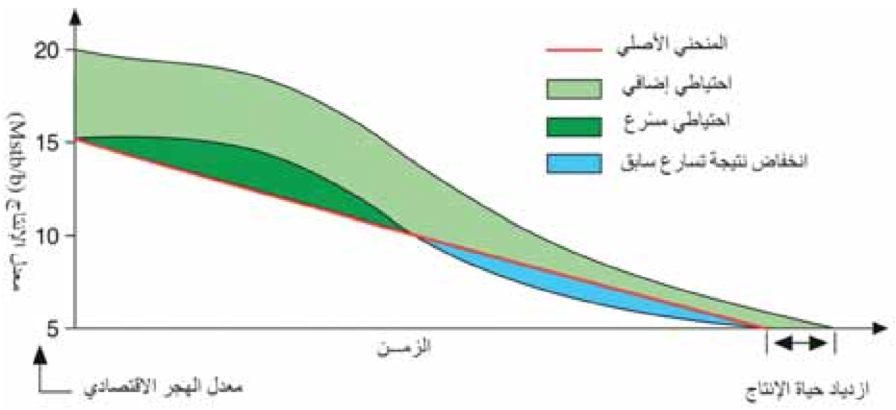
- قد يتخلّف نفط العلية (attic)/ القبو (cellar) فوق (أو تحت) آبار الإنتاج.
- قد يحتجز نفط أو غاز في كتل أو طبقات فالقية منعزلة.
- قد يتم تجاوز النفط من قبل فيض الماء أو الغاز.
- قد تكون الآبار متباعدة جداً بحيث لا يمكن دخول كل الاحتياطي.



الشكل (17 ـ 1): هيدروكربون غير مصروف.

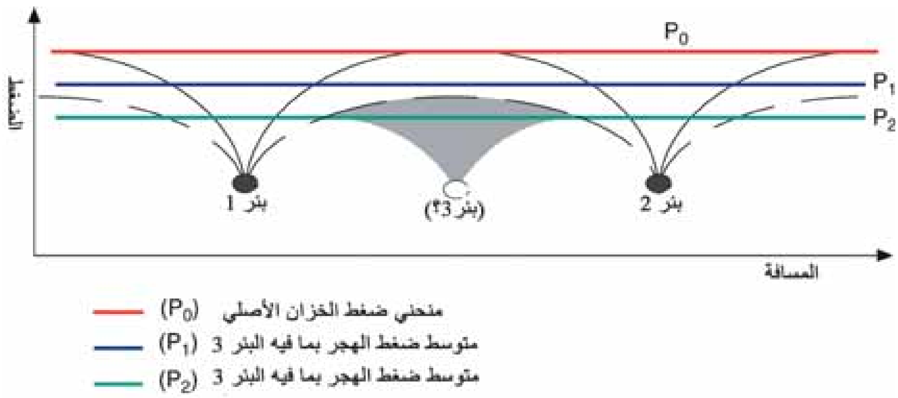
من الواضح أنه في حال نفط العلية/القبو، أو الكتل، أو الطبقات الفالقية المنعزلة، لن تتم استعادة احتياطي الهيدروكربون ما لم يتم دخوله بواسطة بئر.

وقد تكون اقتصاديات البئر التعبوي المتزايدة، مباشرة جداً؛ مقارنة بتكاليف البئر (بضمنها الصيانة) مع العائد من الاحتياطي المتزايد. إن الاحتياطي الذي تم تجاوزه بجبهة فيض (flood front) استعادتها أصعب. يأخذ الماء الطريق الأسهل الذي يجده عبر الخزان. وفي الرمل غير المتجانس قد يصل الماء المحقون أو الغاز إلى الآبار المنتجة عبر طبقات عالية النفوذية من دون كنس المقاطع الأفقر. مع مرور الوقت، قد تستعاد نسبة من النفط الموجود في المقاطع التي تم تجاوزها، برغم عدم كفاءة البراميل المُنتَجة لكل برميل تم حَقنه. يؤدي حفر بئر تعبئة لاستعادة النفط المتجاوَز إلى احتياطي إضافي وبعض التسريع بالإنتاج (من الاحتياطي الذي كان سيستعاد على أي حال). لتقرير حفر آبار إضافية، من الضروري تقدير كلٍّ من الاحتياطي الإضافي المستعاد، وكذلك قيمة تسريع الاحتياطي الموجود (الشكل 17 ـ 2).



الشكل (17 ـ 2): **احتياطي إضافي ومُسَرّع.**

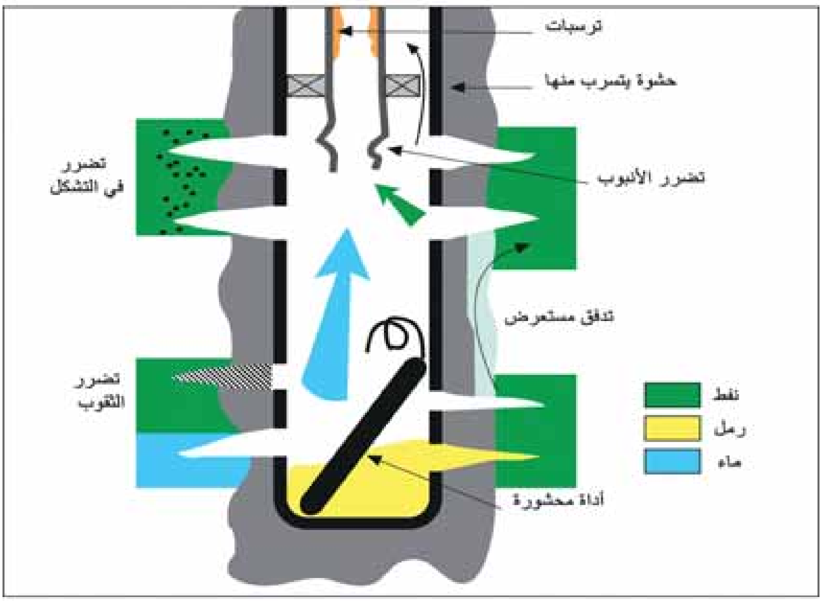
يمكن لبئر واحدة في خزان متجانس كلياً وغير متصدع، نظرياً، صرف كل الاحتياطي، ولو خلال فترة طويلة جداً من الزمن. إن خطة تطوير الحقل تخاطب الحل الوسط بين أرقام الآبار، ومنحنيات الإنتاج، وعمر المعدات، والقيمة الزمنية للمال. مقارنةً بخطة تطوير الحالة الأساسية، قد تدخل آبار إضافية احتياطياً لم يكن بالضرورة ممكناً إنتاجه خلال عمر الحقل الاقتصادية، ببساطة لأن الآبار الأصلية كانت متباعدة جداً. وهذا مصوّر في الشكل (17 ـ 3)، بأخذ توزع الضغط في الخزان في وضع التراجع. يمكن لبئر ثالثة استعادة احتياطي إضافي قبل وصول الآبار لضغط الهجر. ويجب أن تكون البئر الإضافية مبررة اقتصادياً.



الشكل (17 ـ 3)**: تأثير نقطة صرف بينية.**

17 ـ 2 **نشاط الإصلاح** Work over activity

يتم «إصلاح» (work over) الآبار لزيادة الإنتاج، وتخفيض كلفة التشغيل أو إعادة سلامتها التقنية. بلغة علم الاقتصاد وحده (وبإهمال مظاهر السلامة)، يمكن تبرير الإصلاح إذا كانت القيمة الحالية الصافية لنشاط الإصلاح إيجابية (وبفرض عدم وجود قيود أخرى). إن معدل الحسم المناسب هو كلفة رأس مال الشركة (الشكل 17 ـ 4).



الشكل (17 ـ 4)**: جهد مرشح لعملية إصلاح.**

كمون إنتاج البئر (well production potential) هو معدل إنتاج البئر بدون قيود خارجية وعدم وجود عطل يُقَيّد التدفق. قد يهبط إنتاج البئر الفعلي تحت كمون البئر لعدد من الأسباب، تتضمن:

- عطلاً ميكانيكي مثل تآكل الأنابيب أو تعطل معدات
- تلف إنتاجية التشكل حول ثقوب البئر
- إعاقة تدفق بسبب الرمل أو توضع الشمع أو الرواسب
- اقتحام الماء أو الغاز للطبقات عالية النفوذية
- تدفقاً متصالباً (cross flow) في البئر أو خلف البطانة

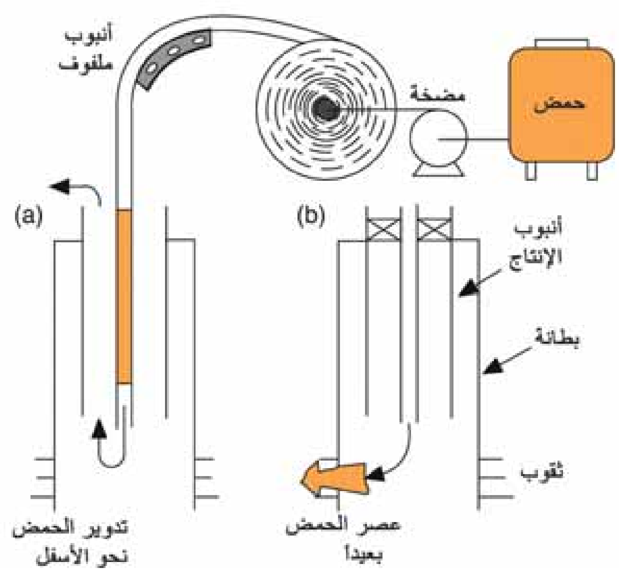
إذا كان العطل الميكانيكي شديداً بما يكفي ليسَوّغ الإصلاح فيجب إزالة أنبوب الإنتاج عادة، إما لاستبدال المقطع المعطوب أو لتأمين الوصول إلى إصلاح البطانة. تستوجب مثل هذه العملية برج حفر أو رافعة إصلاح، وعلى منصة بحرية قد يعني ذلك إغلاق الآبار المجاورة لأسباب أمنية. وحيث لا يكون العطل شديداً، من الممكن استخدام تقنية «الأنبوب الضمني» (through tubing) لتركيب رقعة أنبوب أو سدادة، على خط سلكي أو أنبوب ملفوف ـ وكلاهما خيار رخيص.

يتضرر التشكل (formation) عادة من انسداد مجازات المسام الضيقة، قد يكون ذلك نتيجة غزو التشكل بذرات ناعمة مثل وحل متصلب، أو ذرات ملاط أو نواتج التحات. ويمكن أن يحدث كذلك نتيجة انسداد بمستحلب، أو توضع كيميائي. يمكن تجاوز التلف أحياناً بالتثقيب أو الشق العميق عبر الطبقة المتضررة، أو إزالتها بالمعالجة بالحموض. يمكن أن تتم المعالجة بالحمض (acid treatment) مباشرة عبر أنبوب الإنتاج أو باستخدام الأنبوب الملفوف لوضع الحمض بحذر أكبر (الشكل 17 ـ 5).

يسمح عادة للحمض بالنقع لبعض الوقت، ثم يستعاد إذا أمكن مع نواتج التلف. إن إحدى فوائد استخدام الأنبوب الملفوف إمكانية إدخاله ضد ضغط غاز فوهة البئر، بدون أن يتوقف، لأنه نشاط قد يسبب الضرر.

يمكن كذلك استخدام الأنبوب الملفوف لإزالة عوارض وترسبات الرمل. ويكفي أحياناً استخدام تيار نفث، وغسل، وفي الحالات الأصعب، قد يتطلب

الأمر نقعاً بالحمض. ولإزالة رمل متصلب وتوضعات ترسبية كثيفة، يمكن ربط أداة حفر مغمورة (drilling sub) صغيرة تدار بالسائل بالأنبوب الملفوف. وفي الحالات المتطرفة، يجب إزالة أنبوب الإنتاج وحفر البطانة. تم إيضاح حفر الأنبوب الملفوف (CTD) بالفقرة (4 - 3)، في الفصل الرابع.

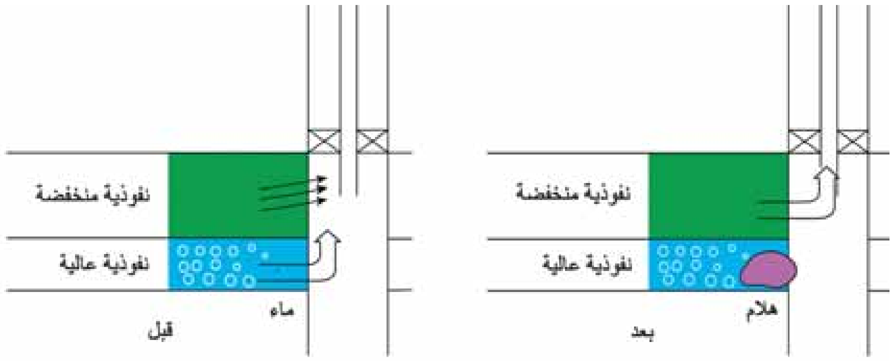


الشكل (17 ـ 5): **وضع الحمض بالأنبوب الملفوف.**

عندما تواجه كميات قليلة من الرمل أو الشمع أو الترسبات، يمكن احتواؤها باستخدام منزحات (bailers) ومكاشط (scrapers) على كبل الحفر، وتعملان كجزء من برنامج صيانة البئر.

إذا حدثت اختراقات مائية أو غازية (water or gas breakthrough) (في بئر نفط) من طبقة عالية النفوذية، فبإمكانها أن تتحكم بالإنتاج من فواصل أخرى. ويمكن أحياناً منع مثل هذه المشاكل من البداية بتركيب سلك إنتاج اختياري، لكن في الإكمالات وحيدة السلسلة (single-string) على طبقات متعددة (multiple layers) يمكن النظر باستخدام صيغة من عزل نطاقي (zonal isolation). تشمل الخيارات الميكانيكية (mechanical) سدادات (plugs) ورقع تبطين (casing patches) (أو قمصاناً رافضة seal liners) التي يمكن تركيبها على

كبل الحفر أو أنبوب، مع أنه يجب سحب أنبوب الإنتاج ما لم يكن للبئر إكمال وحيد الحفرة. تم تصوير هذه الخيارات في الفقرة (16 ـ 1)، من الفصل السادس عشر. أصبحت الخيارات الكيميائية (chemical) أكثر شيوعاً، فالعمل بحقن مادة كيميائية، على سبيل المثال: هلام بوليميري (polymer gel) (الشكل 17 ـ 6)، يملأ الفراغ المسامي ويدمر النفوذية في الطبقات الأكثر نفوذية. يمكن وضع هذه الكيميائيات في مكانها بواسطة الأنبوب الملفوف. إن طرد الماء أو الغاز بالعصر (squeezing off) من النطاقات المنتجة باستخدام الأسمنت هي وسيلة رخيصة، لكنها غالباً ما تكون خياراً غير مُرْضٍ.



الشكل (17 ـ 6): إغلاق الماء بالكيميائيات.

يمكن منع التدفق المتصالب (cross flow) بعزل نطاق واحد. إلا أن ذلك، قد يؤدي إلى خفض الإنتاج. إن تركيب إكمال اختياري يمكن أن يحل المشكلة لكنه خيار مكلف. ويتطلب إصلاح التدفق المتصالب خلف البطانة عادة، عملية إصلاح شاملة باستخدام برج حفر. ويجب إما حقن الأسمنت أو تدويره خلف بطانة الإنتاج، وتركه بعدئذٍ ليتصلب، وبعدها يُحفر الأسمنت من داخل البطانة ويُخرج، ثم تُثَقب نطاقات الإنتاج ويعاد إكمالها.

وفي الحالات الصعبة جداً تزال وصلات الإنتاج، ويُحفر بئر جانبي مجاور للفتحة القديمة ويتم إكمال القطع وكأنه بئر جديد.

17 ـ 3 **استعادة النفط المعززة** Enhanced oil recovery

هنالك نسبة عالية 40 ـ 85٪ من الهيدروكربون لا تستعاد عادة، بآلية الدفع

الأوّلي، أو بطرائق الاستعادة الإضافية الشائعة مثل فيض الماء أو الحقن بالغاز. هذا أمر وارد خصوصاً في حقول النفط. يمكن استعادة جزء من النفط المتبقي بعد التطوير الأوّلي عبر طرائق استعادة النفط المعززة EOR التي قد تؤدي إلى إبطاء فترة التراجع. لسوء الحظ، إن كلفة البرميل من طرائق استعادة النفط المعززة أعلى بكثير من كلفة تقنيات الاستعادة التقليدية، لذا فإن تطبيق استعادة النفط المعززة عموماً، هي عامل يواجه حساسية أكثر بالنسبة إلى أسعار النفط.

على العموم، تطبق تقنيات استعادة النفط المعززة بنجاح أكبر في الخزانات الشاطئية الضحلة الحاوية على خام لزج، حيث الاستعادة بالطرائق التقليدية فقيرة جداً وتكاليف التشغيل منخفضة. تنشر جمعية مهندسي النفط (Society of Petroleum Engineers (SPE)) تقريراً دورياً عن مشاريع استعادة النفط المعززة الحالية، بما فيها المشاريع الرائدة والتجارية كلياً (معظمها في الولايات المتحدة الأمريكية). هذا ويمكن تقسيم استعادة النفط المعززة إلى أربعة أقسام أساسية:

- حقن البخار
- الحرق في المكان
- إزاحة بمائع مَزوْج
- فيض البوليمير (polymer flooding)

في بحر الشمال، حيث مشاريع عرض بحر كبيرة، تدار برؤوس أموال باهظة لتطوير خزانات هيدروكربونية خفيفة، يقدر بأن هنالك حوالى 4 بليون برميل قابلة نظرياً للاستعادة باستخدام تقنيات استعادة النفط المعززة المعروفة، أي ما يعادل 15٪ من النفط المقدر استعادته من حقول بحر الشمال. يمثل هذا هدفاً كبيراً. لذلك، يستمر البحث في طريقة استعادة النفط المعززة EOR المفضية إلى طرائق أكثر ملائمة لهذا النوع من البيئة، الحقن بماء مُزاد اللزوجة (viscosified injection water)، وفيض ماء مطعّم بالبوليمير (polymer-augmented water flood).

الأسباب الطبيعية لفوائد EOR في الاستعادة نوقشت في الفقرة (9-8)، من الفصل التاسع، وفيما يلي وصف لكيفية تطبيق التقنيات الأخرى في إدارة فترة انحدار الإنتاج في الحقل.

17 ـ 3 ـ 1 **الحقن بالبخار** Steam injection

يحقن البخار في الخزان لتخفيف لزوجة النفط وجعله يتدفق بسهولة أكبر. تستعمل هذه التقنية في الخزانات الحاوية على خام مرتفع اللزوجة، حيث تنتج الطرائق التقليدية استعادة منخفضة جداً. يمكن حقن البخار في عملية دورية، حيث تستخدم فيها نفس البئر للحقن والإنتاج، ويسمح للبخار بالنقع (soak) قبل عودة الإنتاج (تدعى بطريقة أحياناً «انفخ» و«انفث» (huff and puff)). بدلاً من ذلك، يحقن البخار لإحداث فيض بخار (steam flood)، وذلك لكنس النفط من آبار الحقن إلى آبار الإنتاج بما يشبه كثيراً طريقة فيض الماء التقليدي. في هذه الحالات، يبقى مفيداً زيادة زمن إقامة (residence) (أو استرخاء (relaxation)) البخار لمعالجة حجم أكبر من الخزان من خلال التسخين.

يجري الحقن بالبخار على نطاق تجاري في عدد من الدول (مثل الولايات المتحدة الأمريكية، وألمانيا، وأندونيسيا، وفنزويلا)، ولو أنه نموذجياً على الأرض وفي الخزانات الضحلة تكون لزوجة البئر عالية (تباعد الآبار من مرتبة 100-500 قدم). يوجد عادة، علاقة متبادلة بين النفوذية ولزوجة الغاز، أي أن خزانات النفوذية العالية تسمح باحتواء نفط ذي لزوجة أعلى. تتضّمن الاعتبارات الخاصة المتعلقة بالعملية عزل الأنابيب لمنع الفقد الحراري خلال الحقن، ودرجات الحرارة المرتفعة أثناء الإنتاج إذا كانت فترة بقاء البخار منخفضة جداً. ويتطلب كذلك، لإدارة المعدات لتوليد وحقن البخار عالي الحرارة، وجود تدابير سلامة كفوءة.

17 ـ 3 ـ 2 **الحرق في المكان** In situ combustion

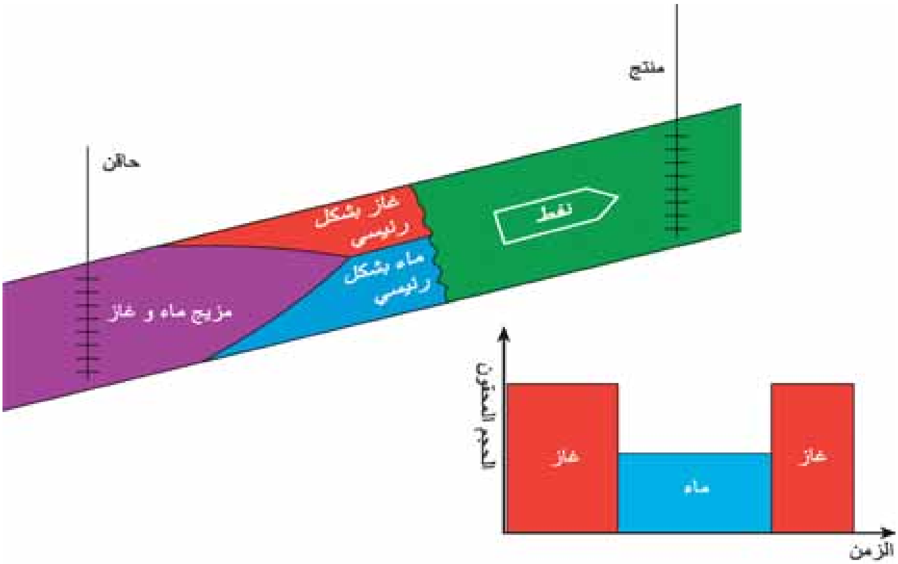
الحرق في المكان مثل حقن البخار، عملية حرارية صمّمت لتخفيض لزوجة السائل وتحسين التدفق. يستمر اشتعال الأجزاء الخفيفة من النفط في الخزان بحقن مستمر للهواء. ومع أن بعض النجاحات الاقتصادية قد تحققت من تطبيق هذه الطريقة، لكنها لم تطبق على نطاق واسع. ويمكن بدء الحرق، تحت الشروط المناسبة، تلقائياً بحقن الهواء في خزان النفط. مع ذلك، عانى عدد من المشاريع انفجارات في الضواغط السطحية وفي آبار الحقن.

17 ـ 3 ـ 3 **إزاحة بمائع مَزوج** Miscible fluid displacement

الإزاحة بمائع قابل للامتزاج (مزوج) هي عملية يحقن فيها ذلك المائع مع

النفط بشروط حرارة وضغط الخزان، وذلك لإزاحة النفط. يسمح المائع المزوج (غاز أو سائل ينحل بالنفط) للنفط المحجوز بالانحلال به، وبذلك يتحرك النفط.

المُحل (Solvent) الأكثر شيوعاً هو غاز ثاني أكسيد الكربون، الذي يمكن أن يحقن في الفراغات المائية، بطريقة تدعى «ماء متناوب مع الغاز» (Water Alternating Gas (WAG). يستعاد، الغاز في معظم المشاريع التجارية، ويعاد حقنه، أحياناً مع غاز الخزان المُنتَج بعد إزالة الهيدروكربون الثقيل. وتشمل المذيبات الأخرى النتروجين والميثان (الشكل 17-7).



الشكل (17 ـ 7): **حقن ماء متناوب مع الغاز.**

17 ـ 3 ـ 4 **فيض الماء المعزز بالبوليمير** Polymer-augmented water flood

تَميل الطرائق الثلاث السابقة لإنتاج عطاء اقتصادي أفضل عندما تطبق في خزانات تحتوي على خام لزج وثقيل، وغالباً ما تطبق إما بعد أو بالتزامن مع تقنيات الاستعادة الثانوية. مع ذلك، من الأفضل التفكير بفيض الماء المعزز بالبوليمير في بداية تطوير المشروع، وليس حصراً بالخام اللزج. يستخدم البوليمير في هذه العملية لتكثيف الماء المحقون وذلك لتحسين كفاءة الانزياح الجانبي والشاقولي بتخفيض ميل النفط ليتم تجاوزه (To be bypassed). وكما في حالة الفيض التقليدي، عندما يتم تجاوز النفط يصعب استعادته بكفاءة بفيض آخر.

هنالك مشكلة واحدة تواجه المهندسين في هذه الحالة، حيث تطبق العملية من فيض مائي تمهيدي، وهي تقدير كمية الاستعادة المتزايدة الناتجة من البوليمير المضاف.

17 ـ 4 إنتاج إزالة الإعاقة Production de-bottlenecking

كما تم تقديمه في الفقرة (16 ـ 2)، من الفصل السادس عشر، يمكن أن تحدث الإعاقة في منشآت المعالجة في العديد من المراحل خلال دورة حياة الحقل. تتسبب إعاقة منشأة معالجة عندما تصبح أي قطعة مفرطة الحمل وتُقَيّد الطاقة الإنتاجية. في السنوات الأولى من الإنتاج، يُقَيّد الإنتاج أحياناً بقدرة منشأة المعالجة على معالجة الهيدروكربون. فإذا كان أداء الخزان أفضل من المتوقع فقد يكون مجدياً زيادة قدرة المصنع. أما، إذا كانت مجرد ذروة إنتاج مؤقتة فقد لا يكون مثل هذا التعديل جديراً بالاهتمام (الشكل 17-8).



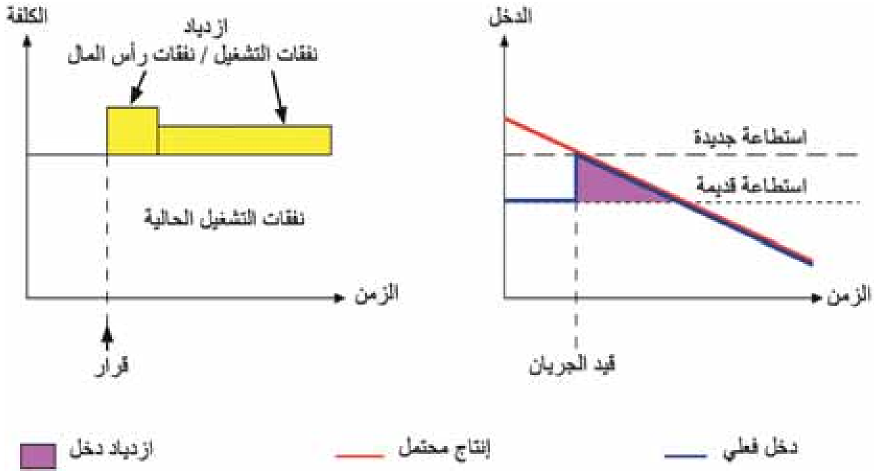
الشكل (17 ـ 8): **إعاقات منشأة محتملة.**

وفي حقل أخذ بالنضج، يمكن أن تظهر الإعاقات في مناطق أخرى، مثل عمليات معالجة الماء أو انضغاط الغاز، وتصبح هذه عوامل تحدد إنتاج النفط أو الغاز. يمكن أن تواجه هذه المسائل أحياناً بخيارات سطحية وتحت سطحية، مع أن التبرير الضمني يبقى واحداً ـ أي القيمة الحالية الصافية NPV لممارسة إزالة الإعاقة (القيمة الصافية للكلفة مقابل الزيادة في العائدات الصافية) يجب أن تكون إيجابية.

يبدو هذا واضحاً، لكن ليس من السهل دوماً توقع كيف يؤثر تغير في جزء من سلسلة معالجة في العملية ككل (يوجد دوماً إعاقة في مكان ما من المجموعة). بالإضافة، قد يكون من الصعب تقدير الكلفة بدلالة القوة البشرية ونفقات الصيانة، حيث تتطلب زيادة القدرة معدات إضافية. ولكي يمكن اتخاذ قرار، من المهم وتوفر منحنيات الكلفة الواقعية المتنامية والإيرادات، للحكم على النتائج إمّا بالقيام بإجراء أو لا إجراء (الشكل 17 ـ 9).

تعتمد أنواع إعاقة المنشآت التي تظهر لاحقاً في حياة الحقل على الخزان ومشروع التطوير والمنشآت في الموقع. وهنالك اثنان من قيود القدرة الأكثر شيوعاً وتأثيراً في الإنتاج هما:

- معالجة الماء المنتج
- معالجة الغاز



الشكل (17 ـ 9): منحنيات الكلفة المتنامية والعائدات.

14 ـ 4 ـ 1 **معالجة الماء المنتج** Produced water treatment

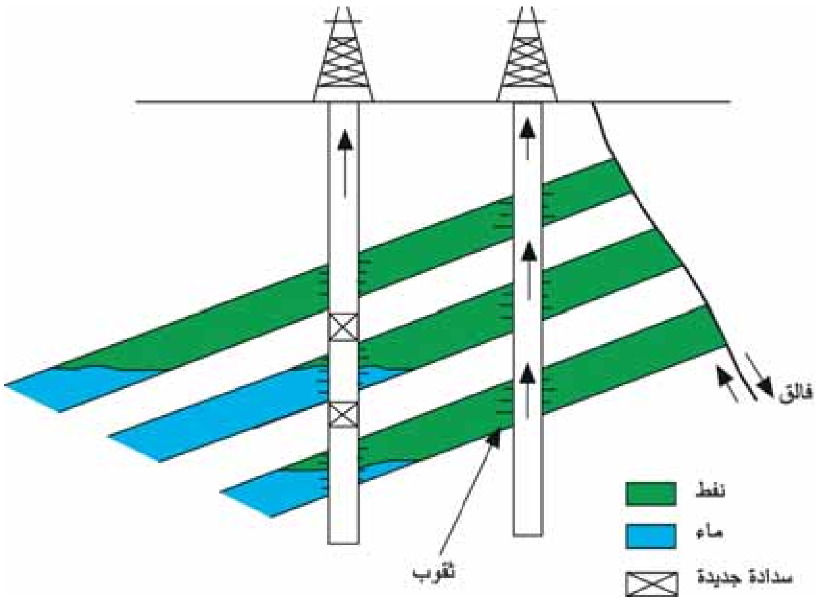
تصعب معالجة الموضوعين الواردين أعلاه عندما يكونان في عرض البحر بالمقارنة عندما يكونان على اليابسة، حيث الحيز ومقدرة الحمل لا يمثلان قيوداً معيقة. إن معالجة الماء المنتج تمثل حالة نموذجية، حيث إن

سعة الصهريج الزائدة وخيارات الصيانة المنخفضة ثقيلة جداً أو تحتاج إلى مساحة كبيرة على منصة البحرية. وهنالك إمكانية لسعة إضافية تشكلها أجهزة زوابع مائية (hydro cyclones) تمثل خياراً تقنياً بديلاً، لكنه يزيد من تكاليف التشغيل والصيانة، في وقت يكون التحكم بهذه التكاليف، أمراً مهماً. لقد أصبح في العديد من المناطق الناضجة، معالجة المياه المنتجة عاملاً أساسياً في تخفيض تكاليف التشغيل؛ ففي بحر الشمال مثلاً تُنتَج المياه يومياً أكثر من النفط!

إذا لم تكن مقدرة المعالجة الإضافية مخفضة للتكاليف، هنالك خيار آخر، للتعامل مع الماء المنتج، مختلف. تُحَدد عملية معالجة الماء بتيار الإنتاج وبمواصفات الطرح. فإذا كان بالإمكان تخفيف مواصفات الطرح، فسيتطلب معالجة أقل، وإلا ستعالج كمية أكبر من الماء. وعلى الأرجح إن التنظيم البيئي لن يتحمل أي زيادة بهذا المحتوى النفطي. لكن، إن كان بالإمكان إعادة حقن الكثير من الماء في الخزان، فليس هنالك حاجة لتسوية على حساب الحدود البيئية.

إن فكرة إعادة حقن الماء المنتج ليست جديدة، لكن التقنية قوبلت بالمقاومة منذ البداية بسبب القلق من إتلاف الخزان (قد يؤدي وجود المواد الصلبة والماء إلى إغلاق مسام الخزان وتخفيض النفوذية). مع ذلك، ففي حقل ينتج بوجود قطفة ماء عالية ومتزايدة، تصبح مقارنة التوفير المحتمل من تخفيض تكاليف المعالجة مع عواقب التلف أمراً جذاباً. لقد أصبح القانون المحلي في بعض المناطق هو محفزاً لإعادة حقن الماء المنتج (PWRI).

بدلاً من محاولة معالجة كميات كبيرة من الماء، ومن الممكن في بعض الحالات تخفيض إنتاج الماء بطرائق التدخل البئري (well intervention). إذا كان هنالك عدد من الآبار تستنزف نفس طبقة الخزان، يمكن أحياناً عزل طبقات قطفة الماء في الآبار «الأرطب» بسدادات جسرية أو قميص «رفض» (scab liner). وما لم تكن البئر تنتج الماء فقط، سوف تخفض الآبار ذات قطفة الماء العالية إنتاج النفط، الذي لا يمكن تعويضه من مكان آخر. يمكن النظر بعمليات مشابهة في محاقن الماء المستخدمة لإغلاق نطاقات النفوذية العالية إذا كان الماء يوزع بلا كفاءة (الشكل 17 ـ 10).



الشكل (17 ـ 10): التدخل البئري لتخفيض قطفة الماء.

هنالك تقنية واعدة موضوعة حالياً تحت التجربة تُعنى بالفصل في داخل البئر (down hole separation)، حيث يُدلى جهاز مشابه للإعصار المائي، يفصل النفط والماء في داخل البئر. ومن ثم يضخ الماء إلى نطاق تحت الفاصل المنتج ويضخ النفط فقط إلى السطح.

في الخزانات المكدسة (stacked reservoirs)، كتلك الموجودة في السلاسل الدلتاوية (deltaic series)، حيث من المألوف إيجاد بعض النطاقات التي لم تستنزف بشكل فعّال. ويمكن من خلال تقنيات التسجيلات البئرية عبر البطانة (through-casing logs) كتقنية النيوترون الحراري، ومطيافية أشعة غاما، التحقق فيما إذا بقيت بعض الطبقات مشبعة بالنفط. يمكن تثقيب هذه النطاقات لزيادة إنتاج النفط على حساب الآبار الرطبة.

في الخزانات عالية النفوذية، قد تنتج الآبار نفطاً لفترة محدودة تُتَبع بفترة انحباس، تقوم خلالها قوى الجاذبية بفصل النفط والماء بالقرب من البئر. وفي الحقول ذات احتمالية الإنتاج الأعلى من قدرة الإنتاج، يمكن تناوب البئر بالإنتاج والانحباس (إنتاج متقطع intermittent production أو دوري cycling) وذلك لتخفيض قطفة الماء. ما يزال هذا الخيار جذاباً بمعدلات منخفضة في

المرحلة المتأخرة جداً من عمر الحقل، لاسيما إذا أمكن وضع بعض المنشآت الفائضة خارج الخدمة لتخفيض تكاليف التشغيل.

17 ـ 4 ـ 2 **معالجة الغاز** Gas handling

كلما فُقد دفع غاز المحلول فقدت الخزانات الضغط، وازدادت نسب الغاز إلى النفط GORs واحتاجت حجوماً أكبر من الغاز للمعالجة. يمكن أن يقيد إنتاج النفط بقدرة معالجة الغاز، مثلاً بمنشآت ضغط محدودة. ومن الممكن تركيب معدات إضافية، لكن نفقة التشغيل المضافة في نهاية عمر الحقل غير جذابة، ومن الممكن أن تضيف إلى تكاليف الهجر المتزايدة.

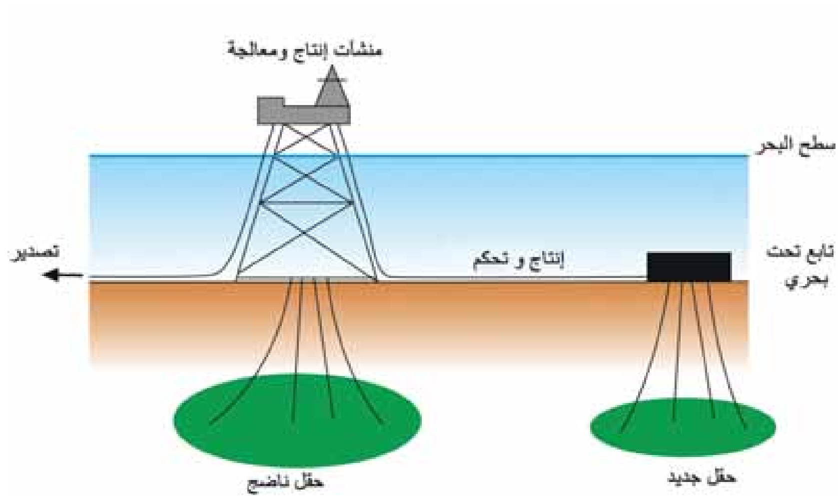
إذا كان تصدير الغاز أو التخلص منه مشكلة، قد تكون إعادة حقن الغاز هي البديل، مع أن هذا قد يقتضي منشآت ضغط إضافية. وقد يخفض إنتاج الغاز باستخدام طرائق التدخل البئري المشابهة لتلك الموصوفة في تخفيض قطفة الماء، مع أنه في هذه الحالة ستعزل الآبار المائلة نحو الأعلى (up-dip wells) لتخفيض تدفق الغاز. ينطبق العديد من الخيارات التي نوقشت تحت «معالجة الماء» للخزانات متعددة الطبقات، بشكل مساوي تماماً لحالة الغاز. وفي بعض الخزانات غير المشبعة وذات الكميات غير التجارية من الغاز، المعد كثير منه للحرق، يستعمل الغاز لتزويد العنفات الغازية وتوليد الكهرباء للاستخدام المحلي.

17 ـ 5 **التطوير المتنامي** Incremental development

تُطَوّر معظم أقاليم النفط والغاز باستنزاف الحقول الكبيرة أولاً، لأن تلك الحقول هي نموذجياً، الأسهل للاكتشاف. ويتضمن تطوير المنطقة أحياناً تركيب بنية تحتية كبيرة من منشآت إنتاج ومنظومات تصدير ومصانع معالجة. مع تراجع الحقول الأكبر، قد يكون مازال هنالك عمر تشغيل باقياً في البنية التحتية التي يمكن أن تستغل لتطوير الحقول الأصغر، التي لا تكون اقتصادية على أساس مستقل. فإذا كان تطوير تابع (satellite development) ينتفع من نسبة من منشآت المعالجة الموجودة (ويحل تكاليف التشغيل المرافقة)، فإنه يسمح بتخفيض معدل الهجر في الحقل الناضج ويمد حياته الاقتصادية.

إن مبدأ تطوير التابع واحداً، إن كان على اليابسة أو في عرض البحر. يتم

الدخول إلى حقل جديد بآبار، ويتم تركيب وصلة تصدير إلى المنشأة الموجودة (المُضيفة). إن التطوير ليس سهلاً دوماً على اليابسة، لأن القيود البيئية قد تعني أنه يجب تطوير بعض الحقول الشاطئية باستخدام تقنيات الحفر الاتجاهي (directional drilling) (بالأصل مرتبط مع التطوير البحري). في حين يمكن حفر بئر شاقولية في البحر بعيداً عن المنشأة المُضيفة، ثم تكمل البئر باستخدام فوهة تحت بحرية (subsea wellhead) (الشكل 17 ـ 11).



الشكل رقم (17 ـ 11): **تطوير تابع.**

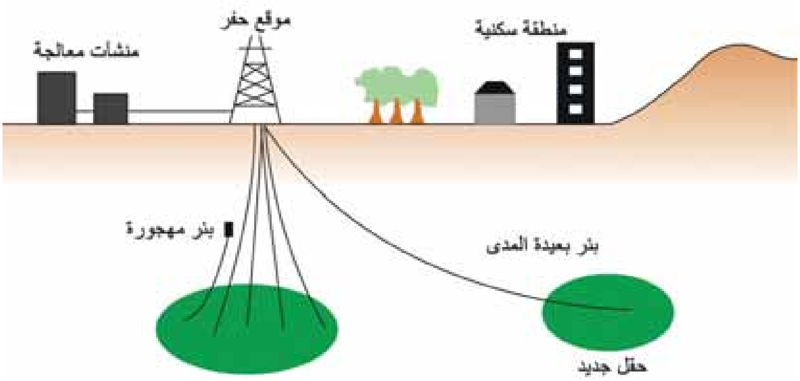
يمكن أن يتغير، بشكل كبير، الدور الذي تلعبه المنشأة المضيفة (host facility) في مشروع التطوير المتنامي. ففي نهاية قصوى، يمكن تزويد كل دعم لإنتاج والمعالجة من قبل المنشأة المُضيفة (مثل الرفع بالغاز ومعالجة الماء). ومن الناحية الأخرى، قد تصبح هذه المنشأة وسيلة فقط للوصول إلى أنبوب تصدير النفط.

17 ـ 5 ـ 1 **تطوير بعيد المدى** Extended Reach Development

إحدى صيغ التطوير المتنامي هو الحفر بَعيد المدى (Extended Reach Drilling (ERD))، للدخول إما إلى احتياطي بعيد ضمن حقل موجود أو احتياطي يتراكم في الجوار، بشرط كون الهيدروكربون الجديد مشابها لذلك في الحقل المتراجع. يمكن معالجة الإنتاج باستخدام المنشآت الموجودة بدون

تحسين نوعية هامة. فإذا لم تتوفر شقوق حفر احتياطية، فقد يتم إغلاق الآبار القديمة وهجرها لتزويد شقوق للآبار بعيدة الوصول. (الشكل 17-12).

في هذه الحالات، يمكن أن يعدل مشروع تطوير الاحتياطي الأصلي، لتوفير قدرة معالجة للهيدروكربون الجديد. ويمكن أن تتأثر اقتصاديات مثل هذا المشروع سلبياً، لذا وجب القيام بتعديلات هندسية جوهرية لمواجهة تشريع السلامة الجديد. لمزيد من خلفية الحفر بعيد المدى عُد إلى الفقرة (4-5)، من الفصل الرابع.



الشكل (17 ـ 12): **التطوير بعيد المدى.**

17 ـ 5 ـ 2 **تطوير التابع (أو الساتل)** Satellite development

إن معالجة إنتاج، ودعم حقل تابع من منشأة قديمة يبدو للوهلة الأولى بديلاً جذّاباً لتطوير جديد منفصل. مع ذلك، ومع أنه يمكن التوفير برأس مال الاستثمار، إلا أن كلفة تشغيل منشآت معالجة ضخمة، قد تكون عالية جداً للقيام بإنتاج من حقل أصغر.

إذا أمكن، تقسيم تكاليف التشغيل في البداية، بناء على الطاقة الإنتاجية، إذ يبدو مشروع تطوير التابع جذاباً. مع ذلك، ستتجاوز تكاليف وحدة (unit costs) الحقل المضيف المتراجع في النهاية، والعائد قد لا يستطيع تطوير التابع في دعم كلفة صيانة المنشآت القديمة. فإذا أمكن إيقاف تشغيل جزئي (partly decommissioned) للمنشآت القديمة، وتم تدبير جزء من كلفة الهجر، عندئذ

يمكن أن يبدو تطوير التابع جذاباً. يجب دوماً مقارنة خيار تطوير التابع بخيارات تطوير مستقل.

في بيئة بحرية، يمكن اعتبار التطوير عبر بئر تابع تحت بحري بنفس طريقة اعتباره كفوهة بئر على اليابسة، مع أن نشاط صيانة بئر بحري سيكون أكثر كلفة. إذا تم تركيب منصة بسيطة مستقلة فوق حقل جديد، والمنصة المضيفة مطلوبة فقط من أجل «ذروة عمل (peak shaving)» أو للتصدير، سيمكن توفير عدد من خيارات التطوير الأخرى. هذا وقد توقف المنصة المضيفة الإنتاج كلياً وتطور دوراً جديداً كمحطة ضخ (pumping station)، ومركز إقامة (accommodation centre)، وتَطلُب تعرفة لمثل هذه الخدمات. عندئذ يكون هنالك توفير كبير في البناء يُكسَب للمنصة الجديدة، إذا بنيت لتكون غير مأهولة. ويمكن في بعض الحالات تحويل الخزان القديم إلى مركز لصرف الماء (disposal centre) أو منشأة تخزين غاز (gas storage facility).

مهما اعتبرت صيغة التطوير المتنامي، لن تكسب الفوائد للمنشأة المضيفة على حساب الإيرادات المنخفضة للمشروع الجديد. ويمكن أن تساعد المشاريع المتنامية والتابعة في كثير من الحالات لتمديد عمر الإنتاج لحقول أو منشآت قديمة، لكن يجب أخذ الحذر للتأكد من شفافية الاقتصاديات.

الفصل الثامن عشر

وقف التشغيل النهائي

Decommissioning

مقدمة والتطبيق التجاري: في آخر الأمر سيصل كل حقل إلى نهاية مسيرته الاقتصادية. إذا استنفدت كافة الخيارات لتمديد عمر الحقل، عندها يصبح من الضروري إيقاف التشغيل نهائياً. وقف التشغيل النهائي هي العملية التي يخطط فيها مُشَغّل تجهيز النفط أو الغاز الطبيعي، ويحصل على الموافقة، ويطبق قرار إزالة أو تخلص، أو إعادة استخدام تجهيزات انتفت الحاجة إلى استخدامها في تحقيق هدفها الحالي.

قد تكون كلفة وقف التشغيل النهائي عالية، وتأتي في وقت لم يعد المشروع ينتج مورداً مالياً. لذلك يتطلب وجود مصدر مالي ما، وقد يكون هذا المصدر متوفراً من ريع مشاريع أخرى، أو من مورد وقف التشغيل النهائي الذي بدأ في حياة الحقل، أو من إعفاء ضريبي تم استيفاؤه عن فترة إنتاج الحقل الأخيرة.

إن وقف التشغيل النهائي عملية معقدة أحياناً ومحفوفة بالمخاطر. وإن الاعتبارات الخمسة الأساسية هي الوقع المحتمل على البيئة، والوقع المحتمل على الصحة والسلامة البشرية، والجدوى التقنية، وكلفة الخطة والقبول الشعبي.

يمكن إنجاز وقف التشغيل النهائي بطرق مختلفة، اعتماداً على نوع

المنشأة والموقع. ستنظر هذه الفقرة باختصار أيضاً إلى الطرق التي يمكن فيها تأخير وقف التشغيل النهائي بتمديد عمر الحقل، وبعدها إلى الطرق الرئيسة لهجر البئر ووقف تشغيل المنشآت نهائياً.

18 ـ 1 **التشريع** Legislation

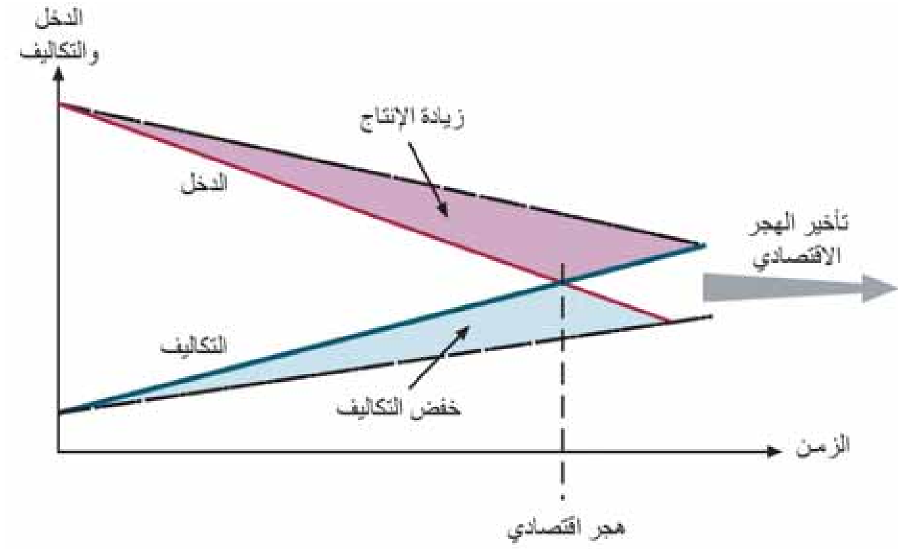
تلعب الحكومات الوطنية دوراً واسعاً في تقييم وترخيص خيارات وقف التشغيل النهائي. معظم الدول التي لديها تجهيزات نفط وغاز طبيعي بحرية لديها قوانين تَحْكُم وقف التشغيل النهائي.

إن السلطة العالمية الرئيسة هي منظمة البحرية الدولية (International Maritime Organization (IMO). تضع منظمة البحرية الدولية IMO المعايير والإرشادات لإزالة التجهيزات والمنشأت البحرية. تحدد الإرشادات، بأن التجهيزات الموجودة في عمق مياه تقل عن 75 متراً، وبنية تحتية تزن أقل من 4000 طن، يجب إزالتها نهائياً من الموقع. وتلك الموجودة في مياه أعمق يجب إزالتها إلى عمق 55 متراً تحت السطح، لكي لا تشكل أي خطر على الملاحة. وفي بعض الدول، مدد هذا العمق إلى 100 متر.

يتضمن التخطيط لوقف التشغيل النهائي فترات استشارية مع السلطات ذات العلاقة والأطراف المهتمة، مثل جماعات صيد السمك والبيئة.

18 ـ 2 **العمر الاقتصادي** Economic lifetime

تم تقديم العمر الاقتصادي في الفقرة (14-3)، من الفصل الرابع عشر، وتم تعريفه بأنه النقطة التي يصبح فيها التدفق النقدي الصافي السنوي سلبياً بشكل دائم. وهذا هو الوقت الذي لا يتجاوز فيه العائد من الإنتاج نفقات الإنتاج، ويُعَيّن النقطة التي يجب أن يحدث بها وقف التشغيل النهائي، لأنه من غير المعقول اقتصادياً المتابعة في تشغيل مجازفة خاسرة. من الناحية التقنية، يمكن استمرار إنتاج الهيدروكربون بعد هذه النقطة، لكن بقبول الخسارة المالية. هنالك طريقتان يمكن بهما تأخير وقف التشغيل النهائي (الشكل 18-1).



الشكل (18 ـ 1): تأخير وقف التشغيل النهائي.

● تخفيض نفقات التشغيل، أو

● زيادة الطاقة الإنتاجية للهيدروكربون.

بالطبع سيناضل المُشَغّل لاستخدام كلتا الوسيلتين لتأخير الهجر.

في بعض الحالات، يخضع الإنتاج لضريبة عالية، يمكن التفاوض حول التنازل الضريبي، لكن الحكومات المضيفة سوف تتوقع التحقيق في كل الوسائل أولاً.

18 ـ 2 ـ 1 **تخفيض نفقات التشغيل** Reducing operation costs

تمثل نفقات التشغيل المصروف الرئيس في أواخر عمر الحقل. ستكون هذه النفقات مرتبطة بشدة بعدد الكادر المطلوب لتشغيل المنشأة، وكمية العتاد (hardware) الذي يستخدمونه للمحافظة على استمرار الإنتاج. كما، يمكن أن يكون للمواصفات النوعية للمنتج وزمن عمل المصنع وقعاً كبيراً على نفقات العمل.

يجب إعادة تقييم استراتيجيات التشغيل ونوعية المنتج بحذر، لتحديد فيما إذا كانت معالجة أقل وأوقات إيقاف عمل أكثر يمكن أن تُكَيّف، وما هو توفير

النفقات الذي سيجنيه. يبنى العديد من المنشآت بمستويات عالية من الوفرة المبيتة لتقليل تأجيل الإنتاج إلى الحد الأدنى في المراحل المبكرة من عمر المشروع. قد يبرهن العيش مع إيقافات دورية بأنه أكثر تأثيراً في الكلفة في مرحلة التراجع. وقد يقلل الإنتاج المتقطع كذلك نفقات المعالجة باستخدام الفصل الجاذبي في الخزان لتخفيض قطفة الماء أو التدفق الداخلي للغاز، كما ذُكِرَ في الفقرة (17-4)، من الفصل السابع عشر.

18 ـ 2 ـ 2 **إنتاج الهيدروكربون المتزايد** Increasing hydrocarbon production

مع اقتراب وقف التشغيل النهائي واستغلال كافة فرص التدخل البئري لزيادة الإنتاج، قد تعتبر عمليات الاستعادة المعززة (enhanced recovery processes) كوسائل لاستعادة نسبة من الهيدروكربون المتبقي. مع ذلك، مثل هذه التقنيات على العموم، حساسة جداً لأسعار النفط، وبينما قد يكون هذا شائعاً في التطويرات الشاطئية، نادراً ما تكون مبررة في تطويرات عرض البحر.

عندما لا يستطيع الإنتاج من الخزان الحفاظ على نفقات التشغيل، لكن عمر تشغيل المنشأة لم يُستنفد بعد، قد تتوفر فرص لتطوير احتياطي مجاور (nearby reserves) من خلال البنية التحتية الموجودة. يتزايد شيوع هذا كطريقة لتطوير الحقول الأصغر كثيراً، خلافاً لما يمكن أن يكون.

يمكن للشركات التي تملك منشآت معالجة وطرق إخلاء، لكن لم يَعد لديها الهيدروكربون لملئها، يمكنها أن تستمر بتشغيلها بشكل رابح بتأجير القدرة الزائدة (renting the extra capacity) أو بتطبيق تعرفة على استخدام طرق التصدير.

18 ـ 3 **التموين المالي لوقف التشغيل النهائي** Decommissioning funding

إن إدارة كلفة وقف التشغيل النهائي موضوع ستواجهه معظم الشركات في وقت ما. قد تكون الكلفة عالية جداً، نمطياً حوالى 10٪ من نفقات رأس المال التراكمي (CAPEX) للحقل. في المواقع القارية (land sites)، يمكن أحياناً إغلاق الآبار وتفكيك منشآت المعالجة على أساس ممرحل (phased basis)،

وبالتالي تجنّب مستويات الصرف العالية، بينما ينضب الهيدروكربون. يمكن أن تكون كلفة وقف التشغيل النهائي البحري عالية جداً، وأقل سهولة بالتوزيع، لأنه لا يمكن إزالة المنصات شيئاً فشيئاً. كيف يتم التحضير المسبق لمثل هذه التكاليف يعتمد جزئياً على حجم الشركة المتورطة، وقواعد الضريبة السائدة.

إذا كان لدى الشركة عدد من المشاريع في مراحل تطوير متعددة، فلديها الخيار للدفع لوقف التشغيل النهائي من النقد المتوفر من الحقول الأحدث. ولن يكون لشركة لديها مشروع واحد هذا الخيار، وقد تختار تجميع رأس مال، لوقف التشغيل النهائي، كان مستثمراً في السوق لحين الطلب. في كلتا الحالتين يجب توفير النقد. إلا أنه، في الحالة الأولى، قد تفضل الشركة استخدام النقد المتولد من المشاريع المبكّرة لتمويل المجازفات الجديدة، على فرض أن الاستثمار في المشاريع يولّد عائداً أفضل من السوق. ومن المرجح الارتكان إلى استخدام مشترك للنقد المتولد من المشاريع الرابحة والأموال المسحوبة من رأس مال وقف التشغيل النهائي.

إن المعالجة المالية لتكاليف وقف التشغيل النهائي موضوع نشط جداً في العديد من المناطق الناضجة، حيث بدأ سلفاً وقف التشغيل النهائي للتطويرات المبكرة. وتقع على دوائر الطاقة أو الصناعة في الحكومات، كقيِّمة على الثروة الوطنية (هيدروكربون)، المسؤلية للتأكد من أن استعادة النفط والغاز قد وصلت حدها الأعلى. وتقع مسؤولية الشركات العاملة تجاه حملة أسهمها لتوليد عائد تنافسي للاستثمار. لذلك، سينظر إلى النقطة المفضلة لوقف التشغيل النهائي من وجهتين مختلفتين من قبل الشركة والحكومة المضيفة.

في بعض المناطق، تكون شركة النفط ملزمة بالمساهمة في صندوق وقف التشغيل النهائي خلال عمر إنتاج الحقل. وتعتبر عادة كلفة وقف التشغيل النهائي ككلفة تشغيل، يعمل لها حصة مالية، ويطالب بها، عادةً، في السنة الأخيرة من عمر الحقل. وهنالك ترتيبات معقدة للتعامل مع تكاليف وقف التشغيل النهائي التي تتجاوز العائدات الإجمالية في السنة الأخيرة من عمر الحقل. فمثلاً يمكن أن تكون التكاليف قد صُرِفت وأُعيدت على عدد من السنوات مقابل الإيرادات أو الضرائب أو الأتاوات المدفوعة.

18 ـ 4 طرائق وقف التشغيل النهائي Decommissioning methods

إن الهدف الرئيس لبرنامج وقف التشغيل النهائي هو التخلّي عن كل الآبار بشكل سليم ودائم، وإزالة معظم، إن لم يكن كل، علامات النشاط الإنتاجي السطحي (أو على قاع البحر). أما إلى أي مدى من الكمال يجب إعادة كل موقع لوضعه «حقل أخضر (green field)»، فهو موضوع للنقاش بين الحكومة والمُشَغّل والجمهور.

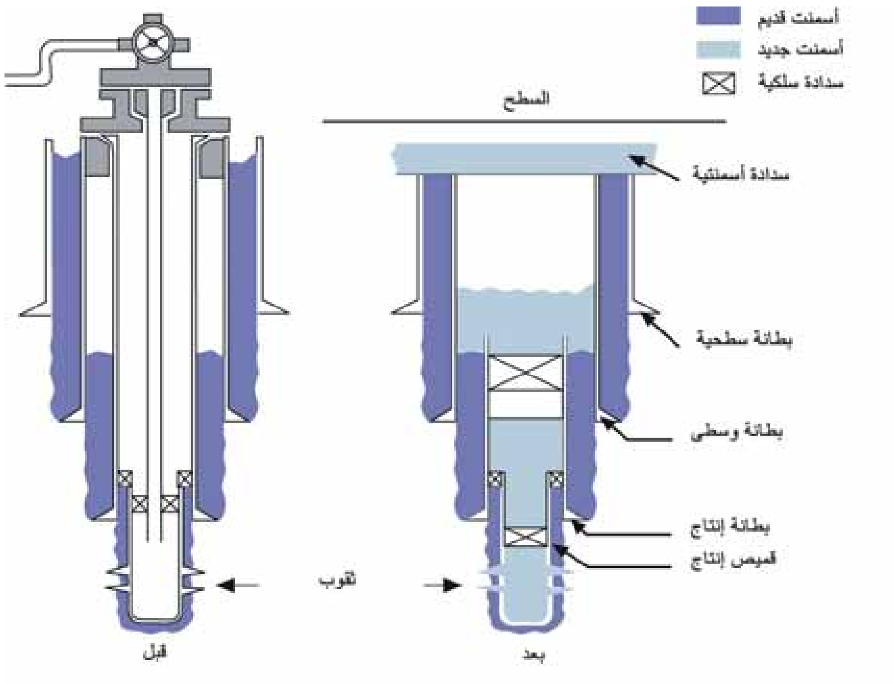
18 ـ 4 ـ 1 هجر البئر Well abandonment

يجب على برنامج هجر بئر فعّال، إن كان في البحر أو على اليابسة، مخاطبة الاهتمامات التالية:

- عزل كل الفواصل الحاملة للهيدروكربون
- كبح كافة النطاقات مفرطة الضغط
- حماية الطبقات المغطية الحاملة للماء
- إزالة معدات فوهة البئر

تبدأ عملية هجر البئر التقليدية بقتل أو إنهاء البئر (well killing) التي يتم فيها إخراج الموائع المنتجة من البئر، أو دفع مصادمة (bull headed)، أي دفع المائع إلى داخل التشكل واستبداله بسائل حفر ثقيل يكفي لاحتواء أية ضغوط تشكل مفتوحة. حالما تُقتَل البئر تزال شجرة الميلاد وتستبدل بمانع انفجار، يمكن من خلاله إزالة أنابيب الإنتاج.

يتم بعدها حقن الأسمنت عبر الثقوب المفتوحة وإقحامه جزئياً في التشكل لختم كل نطاقات الإنتاج. يتم عادة، بناءً على شكل البئر، وضع تسلسل من الأسمنت والسدادات السلكية في كلٍّ من البطانة وبطانة الإنتاج (انظر الشكل 18-2)، إلى مستوى عمق تصل فيه قمة الأسمنت ما وراء بطانة الإنتاج.



الشكل (18 ـ 2)**: بئر قبل الهجر وبعده.**

تقطع بطانة الإنتاج وتزال فوق أعلى الأسمنت، وتوضع سدادة أسمنتية (cement plug) فوق عقب البطانة لعزل الحلقة وأي تشكيل ما يزال مفتوحاً تحت كعب البطانة الوسطى. إذا لم يصل الأسمنت إلى سطح البطانة الوسطى، يمكن إعادة العملية على هذه السلسلة. وبدلاً من ذلك تقطع صفوف البطانة الباقية وتزال قريباً من السطح، وتوضع سدادات أسمنتية عبر أعقاب البطانة. أما على اليابسة، فيمكن تغطية موقع البئر ويعاد إلى وضعه الأصلي.

يعاد النظر بتقنيات هجر البئر التقليدية في مناطق عديدة. ففي بعض الحالات تُهجر الآبار بدون دعم برج الحفر بالتثقيب والعصر وبدون قطع البطانة وسحبها، وكذلك سحب الأنابيب.

18 ـ 4 ـ 2 **أنابيب النفط** Pipelines

يجب تنظيف كل أنابيب النفط، وتلك المدفونة، أو الموجودة على قاع البحر بإمرار الماء فيها، وتترك بعدئذٍ مملوءة بالماء أو بالأسمنت. أما

الأنابيب السطحية فتقطّع عادة وتزال. يمكن أن تلف «reeled-in» أنابيب النفط تحت البحرية المرنة على ظهر مركب lay barge ويتم التخلص منها على الشاطئ.

18 ـ 4 ـ 3 **المنشآت البحرية** Offshore facilities

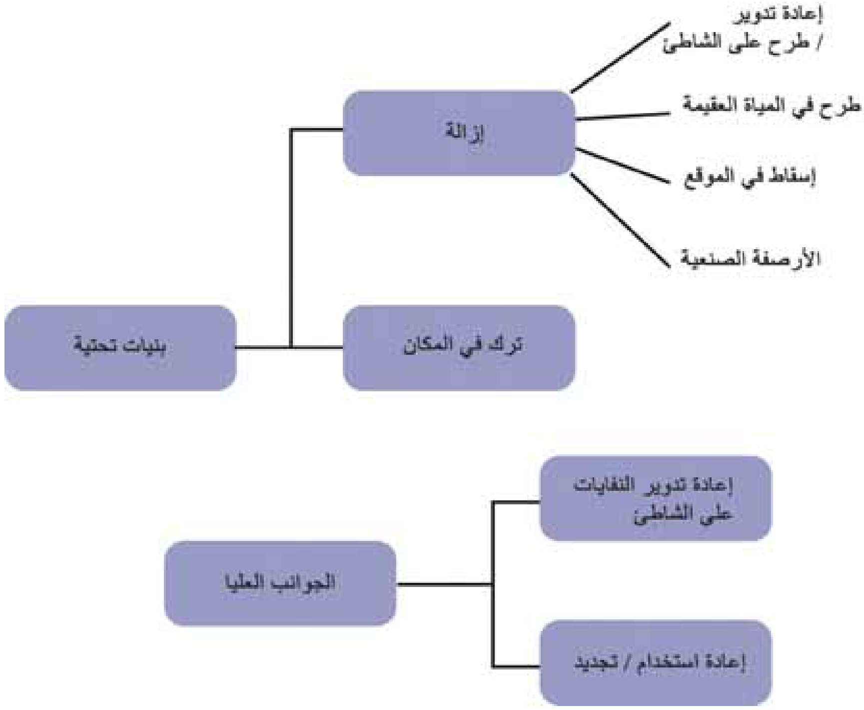
يوجد حالياً أكثر من 6500 من تجهيزات النفط والغاز موضوعة على الأرصفة القارية لثلاث وخمسين دولة. حوالى 4000 منها في خليج المكسيك الأمريكي، و950 في أسيا، و700 في الشرق الأوسط و400 في أوروبا.

لكلّ نوع من أنواع وسائل المنشأة الرئيسة، مثلاً، القمصان الفولاذية، والأبنية الثقالية، وأرجل الشد، والمنصات العائمة، خيارات مختلفة لوقف التشغيل النهائي. العوامل الرئيسة الواجب أخذها بعين الاعتبار التي لها وقع على التكاليف هي نوع البناء، الحجم، والبعد عن الشاطئ، وظروف الطقس وتعقيدات الإزالة، متضمنة كل مظاهر السلامة. يعطي الشكل (18-3) الخيارات المتوفرة.

يمكن تحرير القدم الشدية (tension leg) والمنصات العائمة بسهولة وجرّها للخدمة في مكان آخر، وهذا أمر رخيص وجذاب. وفي حالة المنصات الثابتة، تزال الأجهزة العلوية وتشحن بمركب شحن وتوخذ للشاطئ أو للتخلص منها. ويمكن من الناحية النظرية تفريغ الأبنية ثقالية الأساس وتعويمها إلى مكان أخر لإعادة استخدامها أو لتغرق في المحيط العميق، والقمصان الفولاذية تقطع وتزال على عمق متفق عليه تحت سطح البحر.

تغسل في بعض المناطق القمصان وتوضع كأرصفة صنعية على قاع البحر. ويشمل برنامج «أبراج إلى أرصفة (rigs to reefs)» أكثر من 90٪ من التجهيزات التي أوقف العمل بها نهائياً بعد استخدامها في خليج المكسيك.

يوقف العمل في المنشآت تحت البحرية بسهولة لأنها نسبياً صغيرة وسهلة الرفع. مع ذلك، قد تزن المتشعبات (manifolds) والقوالب (templetes) بما يزيد على 1000 طناً، وتحتاج إلى زورق برافعة أثقال كبيرة لإزالتها.



الشكل (18 ـ 3): **خيارات وقف التشغيل النهائي.**

18 ـ 4 ـ 4 **المنشآت القارية** Land facilities

يجب تنظيف منشآت المعالجة الشاطئية أو الأجهزة التي تُجلب إلى الشاطئ من كل المُركّبات الخطرة وتكشط. كما يجب إزالة أقبية الآبار المنفردة، ووسائد الحفر، وطرقات العبور، والأبنية.

إذا أثّر تراص الخزان في السطح فوق الحقل المهجور، قد يمنع استخدام الأراضي مستقبلاً، وخاصة في البيئات الشاطئية والأراضي المنخفضة. وقد يُحتاج أيضاً إلى إعادة تأهيل الأرض إذا سُمِحَ للملوثات بالتسرب أثناء التشغيل. تمّت البرهنة على أن إعادة المواقع الصناعية إلى شروط الحقل الأخضر مكلفة جداً للعديد من الشركات في الولايات المتحدة الأمريكية، وهنالك عدد من الدعاوي القانونية القائمة حالياً، رُفعت من قبل السلطات المحلية أو الجماعات البيئية.

لم يعد مقبولاً في معظم الدول اعتبار وقف التشغيل النهائي موضوعاً يمكن إهماله حتى نهاية المشروع. ويتزايد الطلب من المُشَغّلين لإعادة المواقع الصناعية إلى ظروفها الأصلية بعد الاستخدام. يقوم العديد من المُشَغّلين الآن بمسح أساسي (base line survey) قبل بدء البناء على منطقة، بحيث يمكن إجراء تقييم كمّي لوقع العمليات، وفي بعض الحالات، لكي لا يعدون مسؤولين عن تلويث سَبّبه أصحاب الموقع السابقون.

ملحــق
لائحـة المختصـرات

المصطلح العربي	المصطلح الإنجليزي	المختصر
على طول عمق البئر تحت أرضية برج الحفر	alonghole depth below derrick floor	AHBDF
ممانعة صوتية	acoustic impedance	AI
منخفض لدرجة تطبيق مقبولة	as low as reasonably practicable	ALARP
معهد البترول الأمريكي	American Petroleum Institute	API
تغيّر السعة مع الزاوية	amplitude variance with angle	AVA
تغيّر السعة مع الإزاحة	amplitude variance with offset	AVO
تجمع قاع البئر	bottom hole assembly	BHA
مانع الانفجار	blowout preventer	BOP
رسوبات قاعدية وماء	base sediments and water	BS&W
كلفة السنة المرجع	base year cost	BYC
عمليات مدارة بمساعدة الكمبيوتر	computer-assisted operations	CAO
نفقات رأس المال	capital expenditure	CAPEX
مرجع المخطّط	chart datum	CD
كلورفلور الكربون	chlorofluorocarbon	CFC
النقطة المتوسطة المشتركة	common midpoint	CMP
ثاني أكسيد الكربون	carbon dioxide	CO_2
تحليل المسار الحرج	critical path analysis	CPA

CPI	corrugated plate interceptor	صفيحة مجعّدة معترضة
CRA	corrosion resistant alloy	سبيكة مقاومة للتآكل
CSEM	controlled source electro-magnetic	منبع كهرومغنطيسي متحكم به
CT	computerized tomography	تصوير طبقي محوسب
CTD	coiled tubing drilling	حفر الأنبوب الملفوف
DC	drill collar	طوق الحفر
DCD	declaration of commercial discovery	إعلان اكتشاف تجاري
DCQ	daily contract quantity	كمية عقد يومي
DHSV	downhole safety valve	صمّام أمان بداخل البئر
DP	dynamic positioning	تحديد الموقع ديناميكياً
DST	drill stem test	اختبار ساق الحفر
DSV	diver support vessel	مركب دعم الغطاس
EIA	environmental impact assessment	تقييم الوقع البيئي
EIS	environmental impact statement	بيان الوقع البيئي
EM	electro-magnetic	كهرومغنطيسي
EMS	environmental management system	منظومة إدارة بيئية
EMV	expected monetary value	القيمة المالية المتوقعة
EOR	enhanced oil recovery	استعادة النفط المعززة
ERD	extended reach drilling	حفر بعيد المدى
ESDV	emergency shutdown valve	صمّام إغلاق في الطوارئ
ESP	electrical submersible pumps	مضخات غاطسة كهربائية
FBHP	flowing bottom hole pressure survey	الضغط التدفقي لقاع البئر
FDP	field development plan	خطة تطوير الحقل
FEED	front end engineering design	واجهة تصميم هندسي
FEWD	formation evaluation while drilling	تقييم التشكّل أثناء الحفر
FMT	formation multitester	فاحص التشكّل متعدد المهام

FP	fluid pressure	ضغط المائع
FPSO	floating production, storage and offloading	إنتاج وتخزين وتفريغ عائم
FPT	formation pressure tester	فاحص ضغط الخزّان
F-T	Fischer-Tropsch	فيشر- تروبش
FTHP	flowing tubine head pressure	ضغط رأس الأنبوب المتدفق
FWKO	free water knockout vessel	وعاء الضربة الحاسمة للماء الحر
FWL	free water level	مستوى الماء الحر
GDT	gas down to	يستمر الغاز نحو الأسفل
GIIP	gas initially in place	غاز في المكان الأولي
GLR	gas-liquid ratio	نسبة الغاز إلى المائع
GLV	gas lift value	صمّام رفع بالغاز
GOC	gas-oil contact	تماس الغاز مع النفط
GOM	Gulf of Mexico	خليج المكسيك
GOR	gas:oil ratio	نسبة الغاز إلى النفط
GR	gamma ray	أشعة غاما
GRV	gross rock volume	حجم الصخر الإجمالي
GTL	gas to liquids	غاز إلى موائع
GWC	gas-water contact	تماس الغاز مع الماء
HAZOP	hazard and operability studies	دراسات الخطورة وقابلية التشغيل
HCIIP	hydrocarbons initially in place	الهيدروكربون في المكان الأولي
HCWC	hydrocarbon-water contact	تماس الهيدروكربون مع الماء
HPHT	high pressure high temperature	ضغط عالٍ وحرارة عالية
H_2S	hydrogen sulphide	ثاني كبريت الهيدروجين
HSE	health, safety and environment	الصحة والسلامة والبيئة
HSP	hydraulic submersible pumps	مضخات غاطسة هيدروليكية

IMO	International Maritime Organization	منظمة البحرية الدولية
IOC	International Oil Company	شركة نفط عالمية
IPR	inflow performance relationship	علاقة أداء الدفق الداخلي
IRR	internal rate of return	المعدل الداخلي للعائد
JT	Joule Thomson	جول طومسون
LCM	lost circulation material	مادة ضياع الدوران
LMV	lower master valve	الصمّام الرئيسي الأدنى
LNG	liquefied natural gas	غاز طبيعي مُسَيّل
LPG	liquefied petroleum gas	غاز نفطي مُسَيّل
LTI	lost time incident	حادث الزمن الضائع
LTS	low temperature separation	فصل منخفض الحرارة
LWD	logging while drilling	تسجيل بئري أثناء الحفر
mb/d	million barrels per day	مليون برميل في اليوم
MCS	master control station	محطّة تحكم رئيسية
MD	measured depth	العمق المقاس
MDT	modular dynamic tester	الفاحص الديناميكي المعدل
MOD	money of the day	مال اليوم
MODU	mobile offshore drilling unit	حفّار بحري متحرك
MSL	mean sea level	متوسط سطح البحر
MSV	multipurpose service vessel	مركب متعدد الخدمات
MTF	mean time to failure	الزمن المتوسط للإخفاق
MWD	measurement while drilling	القياس أثناء الحفر
N/G	net to gross ratio	نسبة الصافي إلى الإجمالي
NGL	natural gas liquid	مائع الغاز الطبيعي
NGO	non-governmental organization	منظمة غير حكومية

NMO	normal move out	تصحيح التباعد الأفقي
NMR	nuclear magnetic resonance	طنين نووي مغنطيسي
NOC	National Oil Company	شركة نفط وطنية
NOS	net oil sand	رمل نفطي صافي
NPC	net present cost	الكلفة الحالية الصافية
NPV	net present value	القيمة الحالية الصافية
OBC	ocean bottom cable	كبل قاع المحيط
OBM	oil-based mud	طَفلِة نفطية الأساس
OBP	overburden pressure	ضغط الحمولة
OBS	ocean bottom stations	محطات قاع المحيط
OD	outside diameter	القطر الخارجي
ODT	oil down to	يستمر النفط نحو الأسفل
OPEC	The Organization of Petroleum Exporting Countries	منظمة الدول المصدرة للبترول
OPEX	operating expenditure	نفقات تشغيل
OUT	oil up to	يستمر النفط نحو الأعلى
OWC	oil-water contact	تماس النفط مع الماء
PBR	polished bore receptacle	مقبس مصقول الثقب
PDC	polycrystalline diamond compact	مدمج ألماسي متعدد التبلور
PDF	probability density function	تابع الكثافةالاحتمالي
PDSG	permanent downhole strain gauge	مقياس إجهاد بئري دائم
PFS	process flow scheme	مخطّط تدفق العملية
PGOC	possible gas-oil contact	سطح تماس الغاز- النفط المحتمل
PI	productivity index	قرينة الإنتاجية
PIF	productivity improvement factor	عامل تحسين الإنتاجية
PIR	Profit-to-investment ratio	نسبة الربح إلى الاستثمار

PLT	production logging tool	أداة التسجيل البئري للإنتاج
POOH	pulling out of hole	انسحاب من الحفرة (أو المشروع)
POS	probability of success	احتمال النجاح
ppm	parts per million	أجزاء بالمليون
PSA	production sharing agreement	اتفاقية مشاركة الإنتاج
PSC	production sharing contract	عقد مشاركة الإنتاج
PSDM	pre-stacked depth migration	تهجير العمق قبل التكديس
PTW	permit to work (systems)	ترخيص بالعمل (منظومات)
PV	present value	القيمة الحالية
PVT	pressure volume and temperature	ضغط وحجم وحرارة
PWRI	produced water re-injection	إعادة حقن الماء المنتج
QRA	quantitative risk assessment/analysis	تقييم/ تحليل كمي للمجازفة
RCI	reservoir characterization instrument	جهاز توصيف الخزّان
RF	recovery factor	عامل الاستعادة
RFT	repeat formation tester	فاحص التشكّل المتكرر
RIF	recordable injury frequency	تكرار الضرر المسجل
RMS	root mean square	جذر متوسط المربعات
ROP	rate of penetration	معدل الاختراق
RPM	revolutions per minute	دورات بالدقيقة
RRoR	real rate of return	المعدل الحقيقي للعائد
RT	real terms	شروط حقيقية
SBHP	static bottomhole pressure	الضغط الستاتيكي لقاع البئر
SBM	single buoy mooring	عوامة وحيدة الإرساء
SCAL	special core analysis tests	اختبارات تحليل خاصة للعيّنة اللبابية
SEC	Securities and Exchange Commission (US)	هيئة الأمن والتبادل الأمريكية

SIMOPS	simultaneous operations	عمليات متزامنة
SiO_2	silicon dioxide (quartz)	ثاني أكسيد السيليكون (كوارتز)
SIPROD	simultaneous production and drilling	إنتاج وحفر متزامنين
SMS	safety management systems	منظومات إدارة السلامة
SNG	synthetic natural gas	غاز طبيعي صنعي
SOBM	synthetic oil-based mud	طَفلِة صناعية نفطية الأساس
SP	spontaneous potential	الكمون الذاتي
SPE	Society of Petroleum Engineers	جمعية مهندسي النفط
SPM	side pocket mandrel	ماسك عدّة جانبي
SSD	sliding side door	باب جانبي منزلق
STOIIP	stock tank oil initially in place	النفط المخزون في المكان الأولي
STP	standard conditions of temperature and pressure	شروط الحرارة والضغط القياسية
SV	swab valve	صمّام تنظيف أو مسح
SWS	sidewall sampling tool	أداة أخذ العيّنات الجدارية
tcf	trillion cubic feet	تريليون قدم مكعب
TD	total depth	العمق الكلّي
TDT	thermal decay time	زمن التلاشي الحراري
TEG	tri-ethylene glycol	غليكول ثلاثي الايثيلين
TLP	tension leg platform	منصّة القدم الشدية
TPR	tubing performance relationship	علاقة أداء الأنبوب
TVP	true vapor pressure	ضغط البخار الحقيقي
TVSS	true vertical depth subsea	العمق الشاقولي الحقيقي تحت البحر
TWT	two way time	زمن الذهاب والإياب
UMV	upper master valve	الصمّام الرئيسي الأعلى
UR	ultimate recovery	الاستعادة النهائية

USD	US dollars	دولارات أمريكية
UTC	unit technical cost	وحدة الكلفة التقنية
UV	ultra violet	فوق البنفسجية
VLCC	very large crude carrier	ناقل خام كبير جداً
VSP	vertical seismic profiling	المسح السيسمي الشاقولي
WAG	water alternating gas	ماء متناوب مع الغاز
WBM	water-based mud	طَفلِة مائية الأساس
WEG	wireline entry guide	دليل دخول سلكي
WI	Wobbe index	دليل ووب
WOB	weight on bit	ثقل مطبق على رأس الحفر
WOC	wait on cement	انتظار الأسمنت
WV	wing valve	صمّام جناحي

ثبت المصطلحات
عربي ـــ إنجليزي

المصطلح العربي	المصطلح الإنجليزي
أبواغ، حبوب لقاح	pollen
إتاوة، مُلكية	royalty
اتجاه، مضرب	strike
اتحاد	alliance
اتفاقية امتياز	license agreement
اتفاقية خذ أو اسَوق	take or pay agreement
اتفاقية عقدية	license, contract
أثر سيسمي	seismic trace
أثر مُكَدّس	stacked trace
إجراءات التصميم	design procedures
أجرة ربح	profit fee
أجزاء حجمية	fraction, volume
أجزاء وزنية	fraction, weight
أجسام صلبة منحلة	dissolved solids
إجهاد	stress
أحادية القدم	monopod
احتراق في المكان	in-situ combustion

friction	احتكاك
probability	احتمال
overrun potential	احتمال اجتياح
Probability of failure	احتمال الإخفاق
Probability of occurrence	احتمال الحدوث
probabilistic	احتمالي
sparing	احتياط
reserves	احتياطي
criticality	حَراجة
replacement	إحلال، استبدال
voidage replacement	إحلال الفراغ
testing	اختبار
production test	اختبار الإنتاج
interference test	اختبار التداخل
return permeability test	اختبار النفوذية الراجعة
pressure build-up test	اختبار تنامي الضغط
drill stem test	اختبار ساق الحفر
bottom hole pressure testing	اختبار ضغط قاع البئر
core flood test	اختبار غمر العيّنة اللبابية
pressure drawdown test	اختبار هبوط الضغط
sidewall coring	أخذ العيّنات اللبابية الجدارية
failure	إخفاق
failure, wear	إخفاق البلى
failure, random	إخفاق عشوائي
failure, early	إخفاق مبكر

evacuation	إخلاء، تفريغ
fire-suppression	إخماد الحريق
inflow performance	أداء الدفق الداخلي
tool, NRM	أداة الرنين النووي المغنطيسي
tool, caliper	أداة المسماك، أو قيس قطر البئر
tool, neutron	أداة، النيوترون
tool, induction	أداة، تحريض
formation imaging tool	أداة، تصوير البئر
tool, sonic	أداة، صوتية
dipmeter tool	أداة، قياس ميل البئر
dual Laterlog tool	أداة، لترلوغ مزدوجة
tool, laterlog	أداة، لترلوغ
tool, resistivity	أداة، مقاومية
aragonite	أراغونيت
mud pulse telemetry	إرسال نبضة طَفلِية عن بعد
drilling floor	أرضية الحفر
derrick floor	أرضية برج الحفر
rig floor	أرضية منصّة الحفر
arene	أرين
displacement	إزاحة
offset	موازن
de-bottlenecking	إزالة الإعاقة
destabilization	إزالة التثبيت
degassing	إزالة الغاز
degasification	إزالة الغازات

demisting	إزالة الغشاوة
de-oiling	إزالة النفط
saturation exponent	أس الإشباع
cementation exponent	أس السمنتة
log response	استجابة السجل
interrogate	استجواب
offtake	استخراج
maintenance, strategy	إستراتيجية الصيانة
relaxation	استرخاء
recovery	استعادة
recovery, secondary	استعادة ثانوية
recovery, enhanced	استعادة معززة
recovery, ultimate	استعادة نهائية
stability	استقرار، توازن
exploration	استكشاف
continuity	استمرارية
isothermal depletion	استنزاف متساوي الحرارة
scoping	استهداف
acetylene	أستيلين
barrel	أسطوانة
core barrel	أسطوانة العيّنة
well toe	أسفل البئر
asphalt	أسفلت
failure mode	أسلوب الإخفاق
saturation, residual oil	إشباع، نفط متبقي

saturation	إشباع
gamma ray	أشعة غاما
viscous fingering	أصابع اللزوجة
stakeholders	أصحاب العمل، الحائز على المناقصة
repair	إصلاح
land development	إصلاح أراضي
workover	إصلاح، صيانة
assets	أصول (الموجودات)
additives	إضافات
disposal	إطراح
re-use	إعادة استخدام
recompletion	إعادة إكمال
recycling	إعادة تدوير
regasification	إعادة تغويز
reinjection	إعادة حقن
re-processing	إعادة معالجة
bottlenecking	إعاقة
thin oil columns	أعمدة النفط الرقيقة
accommodation	إقامة
installation	إقامة، إشادة
farm-out	اقتطاع للخارج
farm-in	اقتطاع من الداخل
key seating	إقعاد المفتاح
corrosive	آكال
sweep	اكتساح، كنس

commercial discovery	اكتشاف تجاري
clay smear	إكساء بالغضار
completion,	إكمال
completion, tubing	إكمال الأنابيب
completion, reservoir	إكمال الخزّان
tubingless completion	إكمال بدون أنبوب
completion, cemented casing	إكمال بطانة مسمنتة
completion, openhole	إكمال بئر غير مبطنة
completion, cased hole	إكمال بئر مبطنة
completion, lower	إكمال سفلي
completion, barefoot	إكمال عاري
completion, upper	إكمال علوي
completion, perforated liner or casing	إكمال قميص أو بطانة مثقبة
completion, pre-drilled liner	إكمال قميص مسبق الحفر
completion, pre-slotted liner	إكمال قميص مسبق الشق
dual tubing completion with packer	إكمال مضاعف الأنبوب مع حشوة
tubing completion without packer	إكمال مع أنبوب بدون حشوة
tubing completion with annulus packer	إكمال مع أنبوب وحشوة حلقية
alkane	ألكان
alkyl	ألكيل
adsorption	امتزاز
absorption	امتصاص
amonia	أمونيا
amine	أمين
emission	انبعاث

tubing	أنبوب
stove pipe	أنبوب الموقد
production tubing	أنبوب إنتاج
drill pipe	أنبوب حفر
tailpipe	أنبوب سحب
tubing, through	أنبوب ضمني
stand pipe	أنبوب قائم
tubing, coiled	أنبوب ملفوف
tubulars	الأنبوبيات
Production, sand	إنتاج الرمل
production, primary	إنتاج أولي
production, cumulative	إنتاج تراكمي
Production, intermittent	إنتاج متقطع
productivity	إنتاجية
throughput	إنتاجية
aliasing	انتحال
anthracene	انثراسين
uniformity	انتظام
swell	انتفاخ
decline, economic	انحدار اقتصادي
decline	انحدار ، هبوط
standard deviation	انحراف معياري
dissolution	انحلال
displacement, unfavorable	انزياح غير مرغوب
displacement, stable	انزياح مستقر

history match	انسجام تاريخي
slippage	انسياب، انزلاق
construction	إنشاء
loop	أنشوطة
compression	انضغاط
compressibility	انضغاطية
diffraction	انعراج
reflection	انعكاس
carry under	انغماس
blowout, internal	انفجار داخلي
blowout, surface	انفجار سطحي
strain	انفعال، اجهاد
inversion	انقلاب
refraction	انكسار
oxylene	أوكزيلين
oil, first	أول نفط
olefin	أوليفين
ethane	إيثان
ethylbenzene	إيثيلبنزين
ethyl mercaptan	إيثيلمركبتين
ethylene	ايثيلين
revenues	إيرادات
iso-pentane	إيزوبنتان
iso-butane	إيزوبوتان
paraffin	بارافين

palaeontology	باليونتولوجيا، علم الأحافير
petrophysical	بتروفيزيائي
underestimating	بخس التكاليف
kickoff	بداية، مستهل
derrick	برج الحفر
contracting tower	برج تقليص
glycol-contacting tower	برج تماس غليكول
work programme	برنامج عمل
propane	بروبان
bit nozzles	بزابيز رأس الحفر
nozzle	بزباز
fiber optic	ليف بصري
signature	بصمة، توقيع
casing production	بطانة إنتاج
liner, scab	بطانة رافضة
surface casing	بطانة سطحية
casing, intermediate	بطانة متوسطة (وسطى)
electronic quartz crystal	بلورة كوارتز إلكترونية
pentane	بنتان
benzene	بنزين
hardware items	بنود عتادية
extensional structure	بنية تمددية
structure, karst	بنية كارستية
structure	بنية، تركيب
butadien	بوتاديين

butane	بوتان
borehole	بئر، ثقب الحفر
infill well	بئر إدخال
well, infill	بئر، إدخال، بئر بينية
well, exploration	بئر، استكشافية
well, disposal	بئر، الإطراح
well, extended reach	بئر، بعيدة المدى
commercial well	بئر، تجارية
well, development	بئر، تطويرية، بئر التنمية
well, appraisal	بئر، تقييمية
well, dry	بئر، جافة
injection well	بئر حقن
gas injector	بئر حقن الغاز
water injector	بئر حقن الماء
well, intelligent	بئر، ذكية
well, smart	بئر، ذكية
hole, slim	بئر، رفيعة
well, rod pumped	بئر، ضخ بالقضيب
open hole	بئر غير مبطنة
cased hole	بئر مبطنة
well, information	بئر، معلومات
producing well	بئر منتجة
well, deviated	بئر، منحرفة
well, abandoned	بئر، مهجورة
well, stripper	بئر، متجردة

calcium bicarbonate	بيكربونات كالسيوم
environment	بيئة
environment of deposition	بيئة الترسيب
depositional environment	بيئة ترسيبية
environment, deltaic	بيئة ، دلتاوية
satellite	تابع
subsea satellite	تابع تحت بحري
venture effect	تأثير فنتوري
reference date	تاريخ مرجع
corrosion	تآكل
tubing corrosion	تأكل الأنبوب
corrosion, sour	تآكل حامض
corrosion, sweet	تآكل حلو
slugging	تباطؤ
moveout	تباعد
normal moveout	التباعد الأفقي
cooling	تبريد
casing, running	تبطين الجريان
compton scattering	تبعثر كومبتون
fast tracking	تتبع سريع
autorefrigeration	تثليج ذاتي
refrigeration	تثليج ، تبريد
drapes	تجاعيد
refurbishment	تجديد
stripping	تجريد

fractionation	تجزئة تفاضلية
drying	تجفيف
cluster	تجمّع
weathering	تجوية
weathering, sub-areal	تجوية تحت-هوائية
weathering, chemical	تجوية كيميائية
weathering, mechanical	تجوية ميكانيكية
subsurface	تحت السطح
underpressured	تحت مضغوط
block, sub-	تحت-رقعة
dating	تحديد العمر، تأريخ
investigation	تحري، استقصاء
induction	تحريض
reforming	تحسين
upgrading	تحسين النوعية
catalytic	تحفيزي
realization	تحقق
depth control	تحكم بالعمق
computerised control	تحكم حاسوبي
sensitivity analysis	تحليل الحساسية
stratigraphic analysis	تحليل ستراتيغرافي
decline curve analysis	تحليل منحني الانحدار
acidising	تحميض
metamorphosis	تحول
conversion	تحويل

skin, damage	تخريب القشر
mapping	تخريط ، رسم الخرائط
planning	تخطيط
well planning	تخطيط البئر
depreciation	تخفيض القيمة
disposal, waste	تخلص من النفايات
best guess	التخمين الأفضل
procurement	تدبير
well intervention	تدخل بئري
slickline intervention	تدخل مزلقة
gradient	تدّرج
collapse gradient	تدرج الانهيار
fracture gradient	تدرج التشقق
pressure gradient	تدرج الضغط
geothermal gradient	تدرج حراري أرضي
radial inflow	تدفق داخلي شعاعي
turbulent flow	تدفق دوامي
flow, laminar	تدفق رقائقي
flow, radial	تدفق شعاعي
laminar flow	تدفق صفحي
flow, unstable	تدفق غير مستقر
helical flow	تدفق لولبي
flow, multiphase	تدفق متعدد الطور
flow, cross	تدفق مستعرض
flow, stable	تدفق مستقر

cashflow	تدفق نقدي
cashflow, cumulative	تدفق نقدي تراكمي
cashflow, net	تدفق نقدي صافي
cresting	تذري
correlation	ترابط
structural correlation	ترابط بنيوي
tandem	ترادفي
compaction	تراص
pore compaction	تراص المسام
magnetic alignment	تراصف مغنطيسي
accumulation	تراكم
project ranking	ترتيب المشروع
filtration	ترشيح
settling	ترقيد
composition	تركيب
Triassic	ترياسي
personal commitment	التزام شخصي
equiprobable	تساوي الاحتمال
logging	التسجيل
logging through casing	تسجيل بئري عبر البطانة
mudlogging	تسجيل بئري للطَفلِة
openhole log data	تسجيل لبئر غير مبطنة
leak	تسرب
demobilisation	تسريح
liquefaction	تسييل

field analogeous	التشابه الحقلي
compartmentalization	تشكّل الحجرات
tonguing	تشكّل لسان
array	صفيفة، مصفوفة
formation	تشكّل
spread	انتشار
deformation	تشوه
differential sticking	التصاق تفاضلي
faulting	تصدع
faulting, small-scale	تصدع صغير المقياس
sublimation	تصعيد
design, detailed	تصميم تفصيلي
design, primary	تصميم تمهيدي
rating	تصنيف
imaging	تصوير
borehole tomography	التصوير المقطعي الطبقي البئري
inflation	تضخّم
bedding	تطبق، أساس
development	تطوير
satellite development	تطوير تابع أو ساتلي
phased development	تطوير ممرحل
mobilisation	تعبئة، تحريك
non-uniqueness	تعددية
exposure, maximum	تعرض أعظمي
scaling up	قَشِر

tariff	تعرفة
enhancement	تعزيز
breakdown	تعطل
deepening	تعميق
remuneration	تعويض
flotation	تعويم
gas flotation	تعويم الغاز
sidetracking	مسار جانبي
interpretation	تفسير
frequency decomposition	تفكيك التردد
spectral decomposition	تفكيك طيفي
juxtaposition	تقارب، مُتاخمة
fishing	التقاط، اصطياد
best estimate	التقدير الأفضل
guesstimate	تقدير تخميني
cusping	تقرن
dropout	تقطر
fractional distillation	تقطير جزئي
contracting	تعاقد
electro-magnetic techniques	تقنيات كهرومغنطيسية
technique	تقنية
technique, thermal	تقنية حرارية
technique, chemical	تقنية كيميائية
appraisal	تقييم
thin-bed analysis	تقييم الأسرة الرقيقة

equivalence	التكافؤ
unit costs	تكاليف وحدة
technical integrity	تكامل تقني
plate tectonics	تكتونية الصفائح
stacking	تكديس
frequency, cumulative	تكرارية تراكمية
frequency, relative	تكرارية نسبية
crack	تكسر
exposure	تكشف، تعرض
forecasting	تكهن
smear	لطخة، مِسحَة
supercharging	تلقيم أو تشحين مفرط
analogue	تماثلي
play	تمثيلية
coning	تمخرط، امتصاص
flame-out	تمدد اللهب
palaeontological	باليونتولوجي أو أحفوري
logistics	لوجستي (تموين)
consistency	تناغم، ثبات
pressure build-up	تنامي الضغط
flocculating	يتلبّد، يَندُف
venting	تنفيس
prospection	تنقيب، تفتيش
material balance	توازن المادة
buoyancy equilibrium	توازن طفوي

compatibility	توافقية
interfacial tension	توتر بين سطحي
surface tension	توتر سطحي
trend	توجه، وجهة
geosteering	توجيه جيولوجي
laminae	تورق، صفيحة رقيقة
alluvial deposits	توضعات طمي
fluvial deposits	توضعات نهرية
availability	توفر، متاحية
toluene	تولوين
induced current	تيار متحرض
focused current	تيار ممحرق أو ممركز
diagenetic, healing	التئام تشكّلي لاحق
equilibrium constant	ثابت توازن
carbon dioxide	ثاني أكسيد الكربون
stratigraphic discontinuity	ثغرة ستراتغرافية
safety culture	ثقافة السلامة
seal bore	ثقب التحام
perforations	ثقوب
dimethylbenzene	ثنائي ميثيلبنزين
convolution	ثني
flood front	جبهة فيضان
block, upthrown	جدار صاعد
block, downthrown	جدار هابط
feasibility	جدوى

bell-shape	جرسي الشكل
heavy fraction	جزء ثقيل
sleeve	جُلبة ، كُمّ
kelly bush	جُلبة ساق التدوير
glaciers	جليديات
sampling	جمع العيّنات
inlet devise	جهاز إدخال
macroscopic	جهري، عياني
mud solids	جوامد الطَفلِة
Jurassic	جوراسي
geophone	جيوفون
geophysics	جيوفيزياء
geomorphic	جيومورفي
barrier	حاجز
lost time incident	حادث الزمن الضائع
keeper	حافظ
protector	حافظ ، حامي
base case	حالة أساسية
carrier	حامل
erosion	حت
claystone	حجر الطين
sandstone	حجر رملي
limestone	حجر كلسي
limestone, karstified	حجر كلسي كارستي
ballast compartments	حجرات الصابورة

size	حجم
volumetric	حجمي
boundary	حد
cricondotherm	الحرارة العظمى لنقطة الندى
radioactive scales	حراشف أو ترسبات مُشعة
burner	حراق
flaring	حرق
extensional plate movements	حركات تمددية للصفائح
structural movement	حركة بنيوية
tectonic movement	حركة تكتونية
mobility	حركية
band	حزمة
bundle	حزمة، رزمة
sensor	حساس
discounting	حسمية
capital allowances	حسومات رأس المال
fiscal allowances	حسومات مالية
OPEX allowance	حسومات نفقات التشغيل
allowance	حسومات، علاوة
packer, production	حشوة إنتاج
elastomer packer	حشوة إيلاستومير
packer, casing	حشوة تبطين
packer	حشوة تقوية
packer, inflatable	حشوة تقوية قابلة للنفخ
gravel pack	حشوة حصوية

packer, annulus	حشوة حلقية
isolation packer	حشوة عزل
packer, isolation	حشوة عزل
inflatable packer	حشوة قابلة للنفخ
pellet	حصاة
mist mat	حصيرة غشاوة
rig, rotary	حفّار دوراني
drilling, directional	حفر اتجاهي
borrowing	حفر العضويات
infill drilling	حفر بيني
re-drilling	حفر مسبق
mud suction pit	حفرة مص الطَفلِة
water injection	حقن الماء
injectivity	حقنية
equity	حقوق الملكية، مساواة
equity, deemed	حقوق ملكية اعتبارية
host government	حكومة مضيفة
annulus	حلقة
nipple	حلمة
bell nipple	حلمة جرسية
tubing hanger	حمالة الأنبوب
protection	حماية
carbonic acid	حمض الكربون
acidity	حُموضة
load	حمولة

load, burst	حمولة الانفجار
load, collapse	حمولة الانهيار
load, tension	حمولة الشد
overburden	حمولة مغطية
baffles	حوارف
thin oil rims	حواف النفط الرقيقة
basin	حوض
sedimentary basin	حوض رسوبي
basin, fore-arc	حوض قوس متقدم
aquatic life	الحياة المائية
fauna	حيويات مجموعة إحياء تصنيفية
biogenic	حيوي
feed stock	خام التموين
waxy crude	خام شمعي
stabilised crude	خام مثبت
seal	ختم، مانع
servicing	خدمة
corrosion service	خدمة التآكل
penetrator	خراق
output	خرج
junk	خردة
hose	خرطوم
hydraulic power hose	خرطوم الطاقة الهيدروليكية
mud hose	خرطوم الطَفِلة
Parameter map	خريطة المُعَامل

structural map	خريطة بنيوية
reservoir quality map	خريطة نوعية الخزّان
mud tank	خزّان الطَفلِة
reservoir, silisiclatic	خزّان حطاميات سيليكاتية
reservoir, carbonate	خزّان كربوناتي
reservoir, tight	خزّان متراص
reservoir, faulted	خزّان متصدع
reservoir, fractured	خزّان مشقق
stacked reservoir	خزّان مُكَدّس
coarse	خشن
sail line	خط إبحار
flow line	خط التدفق
efficiency line	خط الكفاءة
fill line	خط تعبئة
sand line	خط رمل
kill line	خط كبح
crossline	خط متقاطع أو متصالب
flow, turbulent	خط مضطرب
line of sight	خط نظر
hook	خطاف
iso-vol	خطوط تساوي الحجم
mud ditch	خندق الطَفلِة
thruster	داسر
electrostatic coalescer	دامج إلكتروستاتي
input	دخل

taxable income	دخل خاضع للضريبة
feasibility study	دراسة الجدوى
temperature	درجة الحرارة
degree of sorting	درجة الفرز
volcanic sill	دسيسة بركانية
natural water drive	سَوق الماء الطبيعي
delta	دلتا
fan delta	دلتا مروحية
rotor	دوار
spinner	دوار، دوار تدفق
bidding round	دورة تقديم عروض
dolomite	دولوميت
diethyl sulphide	دياتيل سلفيد
diolefin	ديوليفين
diene	ديين
vuggy	ذو فجوات
bond	رابطة
bond, unsaturated	رابطة غير مشبعة
bond, saturated	رابطة مشبعة
casing head	رأس البطانة
bit	رأس الحفر
drive head	رأس تدوير
drill bit	رأس حفر
swivel head	رأس دوار
PDC bit	رأس مدمج ألماسي متعدد التبلور

oil sludge	راسب طيني نفطي
mud filtrate	راشح الطَفلِة
shareholders' profit	ربح المساهمين
profitability	ربحية
cement bond	ربط إسمنتي
shale shaker	رجاج الطين الصفحي
overbalance	رجحان
carry over	رحيل
diffuser	رذاذة
vane packs	رزم الريش
software package	رزمة
package	رزمة، تشكّلة
sediments	رسوبات
sedimentary	رسوبي
pelagic sediments	رسوبيات بيلاجية
percolating	رَشح، ماء مترشح أو ناضح
carbon credit	رصيد الكربون
reef	رصيف
shelf	رصيف
slipway	رصيف إنزال
artificial lift	رفع صنعي
swath	رقعة
block, promotional	رقعة تشجيعية
block	رقعة، كتلة
basement	ركيزة

activity symbol	رمز النشاط
fault throw	رمية الفالق
scales	رواسب حرشفية، قشور
cement slurry	روبة الأسمنت
building angle	زاوية البناء
maintaining angle	زاوية المداومة
xylene	زايلين
cataclasis	زحن، تهشمي
earthquake	زلزال
residence time	زمن الإقامة
reflection time	زمن الانعكاس
transit time	زمن العبور
interval transit time	زمن العبور المجالي
travel time	زمن المسير
time, payback	زمن رد الدين
time, payout	زمن رد الدين
cyclone	زوبعة
hydrocyclone	زوبعة مائية
lay-barge	زورق إنزال
tugboat	زورق قطر
zeolite	زيوليت
machine hours	ساعات آلة
man hours	ساعات رجل
kelly	ساق التدوير
stater	ساكن

supercritical fluid	مائع فوق حرج
spacer fluid	مائع مباعِد
single phase fluid	مائع وحيد الطور
corrosion resistant alloy	سبيكة مقاومة للتآكل
stratosphere	ستراتوسفير
stratigraphy	ستراتغرافيا، طبقية
stratigraphy, sequence	ستراتغرافية التتابع
steel jacket	سترة فولاذية
jacket with tender	سترة مع سفينة تموين
log	سجل
log, Gamma ray	سجل أشعة غاما
log, induction	سجل التحريض
log, image	سجل التصوير
log, density	سجل الكثافة
log, neutron	سجل النيوترون
risk register	سجل خطر
stratigraphic record	سجل ستراتغرافي
wireline log	سجل سلكي
pipe tally	سجل طول الأنبوب
log, type	سجل نوعي
back off	سحب الأنابيب
heater	سخان
bottom plug	سدادة القاع
bridge plug	سدادة جسرية
wireline plug	سدادة سلكية

top plug	سدادة عليا
staking velocity	سرعة التكديس
Pump speed	سرعة المضخّة
seismic velocity	سرعة سيسمية
interval velocity	سرعة مجالية
erosion surface	سطح الحت
bedding plane	سطح تطبق
interface	سطح فاصل
flooding surface	سطح فيضي
datum	سطح مرجع
amplitude	سعة
capacity, nominal	سعة أسمية
capacity	سعة، استطاعة
capacity, net	سعة، صافية
drillship	سفينة حفر
guide rail	سكة مُوَجِهة
guide rails	سكك مُوجِهة
test string	سلسلة الاختبار
production string	سلسلة الإنتاج
casing, string	سلسلة التبطين
drill string	سلسلة الحفر
anchor line	سلسلة المرساة
reflectivity series	سلسلة انعكاسية
deltaic series	سلسلة دلتاوية
aromatic series	سلسلة عطرية

binary data string	سلسلة بيانات ثنائية
naphthene series	سلسلة نفتين
series	سلسلة، متسلسلة
sulphide	سلفيد
behaviour	سلوك
Phase behaviour	سلوك الطور
emulsion behavior	سلوك المستحلب
by-passing	سلوك طرق جانبية
thickness	سماكة
thickness, gross	سماكة إجمالية
isochore	السماكة الشاقولية
isopach	سماكة حقيقية
thickness, isopach	سماكة حقيقية
thickness, isochore	سماكة شاقولية
cementation	سمنتة
cementing	سمنتة
cementation, plug back	سمنتة الإغلاق
cementation, primary	سمنتة أولية
cementation, squeeze	سمنتة بالضغط
cementation, secondary	سمنتة ثانوية
screwed thread	سن ملولب
portfolio	سندات وأوراق تجارية، محفظة
spot market	سوق موضعي
depletion policy	سياسة النضوب
seismic	سيسمي

cycloalkane	سيكلوألكان
cyclopentane	سيكلوبنتان
cyclohexane	سيكلوهكسان
silica gel	سيليكا جل
Precision Tree	شجرة الدقة
decision tree	شجرة القرار
subsea tree	شجرة تحت بحرية
dry tree	شجرة جافة
wet tree	شجرة رطبة
Christmas tree	شجرة الميلاد
dynamite charge	شحنة ديناميت
shaped charge	شحنة مُشَكّلة
partnering	شراكة
boundary conditions	شروط الحدود
real terms	شروط حقيقية
fiscal terms	شروط مالية
detonating cord	شريط التفجير
dispersion band	شريط التفريق
screw connection	شريط وصل
capillary	شعرية
transparent	شفاف
fracture	شق
skin, frac	شق قشري
frac-pack	شقوق-حشوة
uncertainty	شك

shape	شكل
wax	شمع
anomaly	شواذ
gravity anomalies	شواذ الجاذبية
Bouguer anomaly	شواذ بوغيه
magnetic anomalies	شواذ مغنطيسية
ballast	صابورة
bedrock	صخر الأساس
source rock	الصخر الأم
reservoir rock	صخر خازن
resistive rock	صخر مقاوم
silisiclastic	صخور فتاتية سيليسية
carbonate rocks	صخور كربوناتية
shell	صدفة
drainage	صرف
platelets	صُفيحات
oceanic plate	صفيحة محيطية
valve	صمّام
emergency shutdown valve	صمّام إغلاق عند الطوارى
valve, safety	صمّام أمان
valve, control	صمّام تحكم
valve, bypass	صمّام تحويل
valve, unloading	صمّام تفريغ
valve, Joule Thomson expansion	صمّام تمدد جول طومسون
swab valve	صمّام تنظيف

choke	صمّام خنق
emergency choke	صمّام خنق الطوارئ
gas lift valve	صمّام رفع الغاز
valve, master	صمّام رئيسي
formation isolation valve	صمّام عزل التشكّل
valve, check	صمّام غير مرجع
valve, flapper	صمّام قلاب لا رجعي
valve, wing	صمّام مُجَنّح
swamp barge	صندل المستنقع
fund	صندوق أو تمويل
stuffing box	صندوق حشو
junction box	صندوق وصل
decision making	صنع القرار
tank, stock	صهريج تخزين
tank, storage	صهريج تخزين
settling tank	صهريج ترقيد
tank, fixed roof	صهريج ثابت السطح
tank, floating roof	صهريج عائم السطح
wash tank	صهريج غسل
separator	صهريج فصل
test separator	صهريج فصل اختباري
plate separator	صهريج فصل صفيحي
demister separator	صهريج فصل مزيل الغشاوة
single-stage separator	صهريج فصل وحيد المرحلة
skimming tank	صهريج قشد

dehydration tank	صهريج نزع الماء
acoustic	صوتي
image	صورة
maintenance	صيانة
maintenance, breakdown	صيانة العطل
maintenance, preventive	صيانة مانعة
kick-off compressor	ضاغط رفاس
tax	ضريبة
pressure, flowing wellbore	ضغط تدفقي للبئر
pressure, drawdown	ضغط السحب
pressure, abandonment	ضغط الهجر
capillary pressure	ضغط شعري
pressure, tubing head	ضغط فوهة الأنبوب
bottom hole pressure	ضغط قاع البئر
confining pressure	ضغط مطبق
pressure, hydrostatic	ضغط هيدروستاتيكي
quality assurance	ضمان الجودة
compression, centrifugal	ضواغط القوة النابذة
compression, reciprocating	ضواغط ترددية
transport energy	طاقة النقل
drive energy	طاقة دافعة
rotary table	طاولة دوّارة
turntable	طاولة دوّارة
multiple layers	طبقات متعددة
aquifer	طبقة حاملة للماء

sealing layer	طبقة خاتمة، أو مانعة
seam	طبقة رقيقة
topography	طبوغرافيا
rock flour	طحين الصخر
road access	طرق توصيل
geophysical method	طريقة جيوفيزيائية
seismic method	طريقة سيسمية
mud	طَفلِة
buoyancy	طفوية، تعويمية
bullet	طلقة
nuclear magnetic resonance	طنين نووي مغنطيسي
contingency	طوارئ
Phase, operating	طور التشغيل
Phase, development	طور التطوير
drill collar	طوق حفر
float collar	طوق عائم
stroke length	طول الدَقة
volatile	طيار
fold	طية
shale	طين صفحي
oil shale	طين صفحي زيتي
no-go shoulder	عاتق مانع
barefoot	عاري
reflector	عاكس
factor	عامل

recovery factor	عامل الاستعادة
swing factor	عامل التأرجح
novelty factor	عامل الجِدّة
discount factor	عامل الحسم
gas deviation factor	عامل انحراف الغاز
compressibility factor	عامل انضغاطية
gas expansion factor	عامل تمدد الغاز
formation volume factor	عامل حجم التشكّل
oil formation volume factor	عامل حجم نفط الخزّان
dynamometer	عداد دينامي
Cetene number	عدد سيتان
unconformity	عدم توافق
tender	عرض، مقطورة تموين
insulation	عزل
zonal isolation	عزل نطاقي
stochastic	عشوائي
squeezing off	عصر
aromatics	عطريات
hurdle	عقبة
contract, turnkey	عقد إنجازي
contract, schedule of rates	عقد برنامج زمني للأسعار
contract, lumb sum	عقد شامل
contract, footage	عقد طولي قدمي
contract, bills of quantities	عقد فواتير الكميات
contract, cost plus profit	عقد كلفة مضافاً إليها ربحاً

contract, incentive	عقد مُحَفِّز
contract, day rate	عقد يومي
chance node	عقدة حظ
decision node	عقدة قرار
turbidite	عكر
marker	عَلّام
geoscientists	علماء الأرض
economic lifetime	عمر اقتصادي
drillers depth	عمق الحفّارين
miscible process	عملية مزوجة
rate dependent process	عملية معتمدة على المعدل
process	عملية، معالجة
drive shaft	عمود التدوير
fractionation column	عمود تجزئ تفاضلي
turbine	عنفة
turbine bypass	عنفة تحويل
phytoplankton	عوالق نباتية
floats	عوامات
sample	عيّنة
sample, subsurface	عيّنة تحت سطحية
fluid fill	عيّنة مائع
sample, surface	عيّنة سطحية
core sample	عيّنة لبابية
sample, recombined	عيّنة موحدة
gas, export	غاز التصدير

gas, dry	غاز جاف
gas, free	غاز حر
gas, solution	غاز محلول
gas, dissolved	غاز منحل
gasoline	غازولين
plunger	غاطس
glue	غراء
vibrating screen	غربال هزاز
screening	غربلة، تصنيف، فرز
mist	غشاوة
clay	غضار
risk cover	غطاء مجازفة
two-phase envelope	غلاف الطورين
resistant coating	غلاف مقاوم
glycol	غليكول
tri-ethylene glycol	غليكول ثلاثي الايثيلين
drilling sub	غواصة حفر
fold trough	غور الطية
non-sealing	غير خاتمة
irreducible	غير قابل للاختزال
incompetent	غير متماسك
undrained	غير مصروف
immature	غير ناضج
non-hydrocarbon	غير هيدروكربوني
interval	فاصل

interval, non-reservoir	فاصل غير خازن
interval, permeable	فاصل نفوذ
fault	فالق
fault, growth	فالق النمو
fault, wrench	فالق انزلاقي اتجاهي
fault, transform	فالق تحويلي
fault, thrust	فالق تراكبي
fault, normal	فالق عادي
fault, impermeable	فالق كتيم
fault, syn-sedimentary	فالق مصاحب للترسيب
fault, reverse	فالق مقلوب
cuttings	فتات
clasts	فتاتيات
clastics	فتاتية
plateau period	فترة استقرار
plateau production	فترة استقرارإنتاج
completion, interval	فترة إكمال
shut-in period	فترة الانحباس
flowing period	فترة التدفق
decline period	فترة انحدار
build-up period	فترة تنامي
recess	فجوة
void	فجوة
lock recess	فجوة قفل
infrared spectroscopy	فحص الطيف بالأشعة تحت الحمراء

auditing	فحص، تدقيق
pig	فرجان
discipline	فرع، نهج
audit team	فريق تدقيق
freon	فريون
separation	فصل
gravity segregation	فصل جاذبي
separation, multistage	فصل متعدد المرحلة
sequestration	فصل، عزل
surfactant	فعال سطحياً
penalty clause	فقرة الغرامة
biodegraded	فكك حيوياً
feldspars	فلسبار
over-dolomitised	فوق مدلمت
superheated	فوق مُسَخن
stainless steel	فولاذ لايصدأ
wellhead	فوهة البئر، رأس البئر
wellhead, subsea	فوهة بئر تحت بحري
choke orifice	فوهة صمّام خنق
reject orifice	فوهة طرح
flooding, polymer	فيض (فيضان) البوليمير
flood, steam	فيض بخار
surfactant flooding	فيضان فعال سطحياً
deductible	قابل للحسم
manageability	قابلية الإدارة

wettability	قابلية التبلل
deliverability	قابلية التسليم
dramatic	قاتل، دراماتيكي
freefall lifeboat	قارب نجاة حر السقوط
read-out	قارئة
bottom hole	قاع البئر
waterleg	قاع الماء
database	قاعدة معلومات
template	قالب
Darcy law	قانون دارسي
gas cap	قبعة غازية
gas cap, secondary	قبعة غازية ثانوية
plug	قرص، سدادة
near hit	قريب من الصدمة
productivity index	قرينة الإنتاجية
hydrogen index	قرينة الهيدروجين
Wobbe index	قرينة ووب
hardness	قساوة
skin	قشر
rate dependent skin	قشر معتمد على المعدل
skin, geometrical	قشر هندسي
crust	القشرة الأرضية
continental crust	قشرة قارية
damaged skin	قشرة معطوبة
shear	قص

brittle	قَصِف
sucker rod	قضيب ماص
public domain	قطاع عام
water cut	قطفة ماء
droplet	قطيرة
water droplet	قطيرة ماء
alkalinity	قلوية
fold crest	قمة الطية
funnel-shape	قمعي الشكل
production liner	قميص إنتاج
scab liner	قميص رفض
conical liner	قميص مخروطي
predrilled liner	قميص مسبق الحفر
liner, slotted	قميص مشقق
liner	قميص، إكساء
weir	قنطرة احتجاز
inlet weir	قنطرة إدخال
cutters	قواطع
legislation	قوانين
man power	القوة البشرية
gravity force	قوة الجاذبية
buoyancy force	قوة طفوية
market forces	قوى السوق
capillary forces	قوى الشعرية
viscous forces	قوى اللزوجة

metering	قياس
telemetry	قياس عن بعد
expectation value	قيمة التوقع
calorific value	قيمة حرورية
constraints	قيود
restrains	قيود
emergency kill	كابح الطوارئ
catenate	كاتانيت (سلسلة طويلة)
karst	كارست
scavenger	كاسح
calcite	كالسيت
calcite, Mg	كالسيت مغنيزي
calcium	كالسيوم
hydrogen sulphide	كبريتيد الهيدروجين
cable	كبل
umbilical	كبل تحكم
towing cable	كبل قطر
wireline	كبل، سلك
slugs	كتل معدنية
travelling block	كتلة الرحيل
molar mass	كتلة مولية
impermeable	كتيم
density	كثافة
density, bulk	كثافة حجمية
bioturbation	كدر عضوي

carbon tetrachloride	كربون رباعي الكلور
carbon	كربون، فحم
carbonate	كربونات
carbonate, iron	كربونات الحديد
calcium carbonate	كربونات كالسيوم
karstification	كرستة
Cretaceous	كريتاسي
well heel	كعب البئر
casing shoe	كعب التبطين
guide shoe	كعب مُوَجّه
mudcake	كعكة الطَفلِة
macroscopic sweep efficiency	كفاءة الاكتساح الجهرية
microscopic displacement efficiency	كفاءة الانزياح المجهرية
locking dogs	كلابات إقفال
appraisal cost	كلفة التقييم
lifting cost	كلفة الرفع
development cost	كلفة تطوير
technical cost	كلفة تقنية
chlorofluorocarbons	كلورفلورالكربون
sliding sleeve	كُم منزلق
production potential	كمون إنتاج
spontaneous potential	كمون ذاتي
quartz	كوارتز
kerogen	كيروجين
deconvolution	لاثني

diagenetic	لاحق التشكّل
receiver	لاقط
seismic detector	لاقط سيسمي
availability, non-	لامتاحية
ductile	لدن
viscosity	لزوجة
viscosity, kinematic	لزوجة تحريكية
gravity tongue	لسان الجاذبية
collet	لقمة
rotating corkscrew	لولب دوار
lithology	ليتولوجي
water, connate	ماء فطري
water, pore	ماء مسامي
mandrel	ماسك العدة
slug catcher	ماسك الكتل المعدنية
riser	ماسورة صاعدة
blowout preventer	مانع الانفجار
vortex breaker	مانع الدوامة
annular preventer	مانع حلقي
inhibitor	مانع، مثبط
fixed housing	مأوى ثابت
spacer	مباعِد
straddle	مُباعد
Bernulli principle	مبدأ بيرنولي
Venture principle	مبدأ فنتوري

coolar	مبرّد
chiller	مُبَرِّد
biocide	مبيد بيولوجي أو حيوي
plate labyrinth	متاهة الصفيحة
independent variable	متحول مستقل
tight	متراص
isochoring	متساوية الحجوم
manifold	متشعب، متنوع
underwater manifold	متشعبة تحت بحرية
multilateral	متعدد المسارات الجانبية
meander	متعرج
contractor	متعهد، مُقَلص
variance	متغاير
covariant	متغاير التمام
condensate	مُتكَثف
multiples	متكررات
competent	متماسك
laminated	متورق
prospective	متوقع
safety triangle	مثلث السلامة
throat	مجاز ضيق
pore throats	مجازات المسام الضيقة
risk	مجازفة، مخاطرة، خطر
venture	مجازفة، مغامرة
paddles	مجاذيف

time domain	مجال زمني
probe	مِجَس
crown block	مجموعة البكرات العلوية
microscopic	مجهري
pressure maintenance	محافظة على الضغط
simulation	محاكاة
reservoir simulation	محاكاة الخزّان
fluid sample	المحتوى المائع
anticlinal	محدب
anticline	محدب
rollover anticline	محدب متموج
engine	محرك
prime mover	محرك أساسي
reciprocating motor	محرك ترددي
hydraulic motor	محرك هيدروليكي
gathering station	محطّة تجميع
pumping station	محطّة ضخ
terminal	محطّة طرفية
workstation	محطّة عمل
base station	محطّة مرجع
catalysis	مُحَفزّ
spent catalysts	مُحَفزات مُستهلَكة
assets portfolio	محفظة الأصول
thrust bearing	مَحمِل سَوقي
transducer	محول طاقة

hazard	مخاطر
roller cone	مخروط دحروج
pressure sink	مخروط هبوط الضغط
diagram,	مخطّط
diagram, tornado	مخطّط الإعصار
diagram, spider	مخطّط العنكبوت
area-depth graph	مخطّط المساحة العمق
nomogram	مخطّط المعادلة
flow chart	مخطّط تدفقي
bar chart	مخطّط قضباني
histogram	مخطّط نسيجي
Horner plot	مخطّط هورنر
script	مخطوطة
downtime	مدة التوقف
stack	مدخنة، كومة
perforation gun	مسَوق تثقيب
water gun	مسَوق مائي
air gun	مسَوق هوائي
gun	مسَوق، بندقية
polycrystalline diamond compact	مدمج الماسي متعدد التبلور
project manager	مدير المشروع
construction manager	مدير إنشاء
project services manager	مدير خدمات المشروع
information memorandum	مذكرة معلومات
peer review	مراجعة النظير

monitoring	مراقبة
mud returns	مرتجعات الطَفلِة
tie-back	مَرَدّة
alternator	مردد
gas anchor	مرساة الغاز
transmitter	مُرسل
filter	مرشح
screen	مُرَشح، غربال، شاشة عرض
shale shaker screens	مرشحات هزاز الطين الصفحي
conductor	مرشد، ناقل
leads	مرشدات
stylus	مَرقَم
vessel, monohull	مركب أحادي البدن
semi-submersible vessel	مركب نصف غاطس
vessel, semi-submersible	مركب نصف غاطس
pseudo-component	مركبة كاذبة
mercaptan	مركبتان
accommodation centre	مركز إقامة
disposal, centre	مركز صرف الماء
elastic	مرن
slickline	مزلقة
miscible	مزوج
desander	مُزيل الرمل
desilter	مزيل السلت
demister	مزيل الغشاوة

centrifugal demister	مزيل الغشاوة بالقوة النابذة
profile	مسار
trajectory	مسار
well path	مسار البئر
sidetrack	مسار جانبي
porous	مسامي
porosity	مسامية
porosity, fractional	مسامية جزئية
shareholders	مساهمين
sonde	مسبار
joint investor	مستثمر مشارك
microfossils	مستحاثات مجهرية
emulsion	مستحلب
fault plane	مستوى
free water level	مستوى الماء الحر
datum plane	مستوى مرجعي
listric plane	مستوى تمددي محدب
seismic survey	مسح سيسمي
survey, multi-azimuth	مسح متعدد السموت
magnetic survey	مسح مغنطيسي
survey	مسح، معاينة
electrode	مسرى
shear pin	مسمار قص
caliper	مُسماك، قياس قطر البئر
bearing	مسند

project, incremental	مشروع متزايد
radioactive	مُشع
operator	مُشَغّل
isomer	مصاوغ
estuarine	مصب نهر
revenue, source of	مصدر إيرادات
refinery	مصفاة نفط
risk matrix	مصفوفة خطر
utility	مصلحة خدمة عامة، منشأة
fractionation plant	مصنع تجزيء تفاضلي
trap	مصيدة
trap, structural	مصيدة بنيوية
trap, stratigraphic	مصيدة ستراتغرافية
trap, combination	مصيدة تألفية
trap, fault	مصيدة فالقية
trap, anticlinal	مصيدة محدبية
antifoam	مضاد الرغوة
pump, nodding donkeys	مضخّة الحمير حانية الرأس
pump, beam	مضخّة الذراع
mud pump	مضخّة الطَفلِة
progressive cavity pump	مضخّة الفجوة المتقدمة
pump, rod	مضخّة القضيب
slush pump	مضخّة الوحل الرقيق
pump, export	مضخّة تصدير
Pump, gas lift	مضخّة رفع بالغاز

pump, multiplex high-pressure	مضخّة ضغط عالٍ متعددة
pump, electric submersible	مضخّة غاطسة كهربائية
pump, hydraulic submersible	مضخّة غاطسة هيدروليكية
pump, multiphase	مضخّة متعددة الأطوار
pump, jet	مضخّة نفّاثة
multiplexed	مُضَممة
least square fit	مطابقة أصغر المربعات
partner claims	مطالب الشركاء
contractor's claims	مطالب المتعهدين
Archie equation	معادلة أرشي
Darcy equation	معادلة دارسي
acid treatment	معالج بالحمض
coefficient	معامل
economic parameter	معامل اقتصادي
correlation coefficient	معامل الترابط
technical parameter	معامل تقني
parameter	معامل، وسيط
standardization	معايرة
oil interceptor	معترض النفط
failure rate	معدل الإخفاق
production rate	معدل الإنتاج
flowrate	معدل التدفق
discount rate	معدل الحسم
tax rate	معدل الضريبة
well flowrate	معدل تدفق البئر

deformation rate	معدل سرعة التشوه
mantle	معطف
doglegged	معطوف الساق
data	بيانات
output data	بيانات الخرج
input data	بيانات الدخل
data, real time	بيانات الزمن الحقيقي
data, palynological	بيانات بالينولوجية
data, palaeontological	بيانات باليونتولوجية
feature	مَعلم
magnetisation	مغنطة
conceptual	مفاهيمي
primer	مُفَجّر
overpressured	مفرط الضغط
pinger	مفرقع
buckling resistance	مقاومة التحدب
resistivity	مقاومية
formation resistivity	مقاومية التشكّل
water resistivity	مقاومية الماء
receptacle	مقبس
catcher	مقبض، ماسك
oil skimmer	مقشدة نفط
inlet section	مقطع الدخول
open hole section	مقطع بئر غير مبطنة
cross-section	مقطع عرضي

syncline	مقعر
gradiomanometer	مقياس ضغط تدرجي
downhole pressure gauge	مقياس ضغط قاع البئر
calibrated hydrometer	مقياس كثافة الموائع مُدّرج
drilling spool	مِكَب الحفر
piston	مِكبس
pipe rim	مِكبس الأنبوب
blind ram	مكبس حجب
hydraulic piston	مكبس هيدروليكي
scraper	مكشطة
prospect	مكمن
constituent	مكون
diagenetic, cement	ملاط لاحق التشكّل
contaminant	ملوّث
screwed	ملولب
impedance	ممانعة
acoustic impedance	ممانعة صوتية
turbo-expander	مُمَدد توربيني
communication path	ممر اتصال
escape route	ممر نجاة
phased	ممرحل
centraliser	مُمَركِز
planimeter	ممساح
fatality	مميتة
source	منبع

vibrating source	منبع رجاج
end product	المنتج النهائي
uniform	منتظم
bonus, DCD	منحة إعلان تجاري
bonus, production	منحة إنتاج
bonus, signature	منحة توقيع
production profile	منحني الإنتاج
expectation curve	منحني التوقع
bathtub curve	منحني حوض الاستحمام
depression	منخفض
mineralogy	منرالوجيا
bailer	منزحة
facility host	منشآة مضيفة
facilities	منشآت
facilities, processing	منشآت معالجة
process facilities	منشآت معالجة
activator	منشّط
platform	منصّة
concrete gravity platform	منصّة أسمنتية ثقلية
platform, steel jacket	منصّة السترة الفولاذية
platform, tension leg	منصّة القدم الشدية
platform, production	منصّة إنتاج
platform, fixed	منصّة ثابتة
platform, gravity-based	منصّة ثقلية
platform, drilling	منصّة حفر

jack-up rig	منصّة حفر مرفوعة
rig, semi-sup	منصّة حفر نصف غاطسة
rig	منصّة حفر ، حفّار
platform, SPAR	منصّة سبار
residential area	منطقة سكنية
compressional system	منظومة انضغاطية
ecological system	منظومة بيئية
extensional system	منظومة تمددية
engineer, instrument and control	مهندس الأجهزة والتحكم
engineer, logging	مهندس التسجيل البئري
engineer, commissioning	مهندس التشغيل
engineer, reservoir	مهندس الخزّان
engineer, surface	مهندس السطح
engineer, process	مهندس المعالجة
engineer, rotating equipment	مهندس المعدّات الدوّارة
engineer, facilities	مهندس المنشآت
engineer, oil	مهندس النفط
engineer, subsurface	مهندس تحت السطح
engineer, project design	مهندس تصميم المشروع
engineer, resident	مهندس مقيم
stabilizer	موازن
fine-tuning	موالفة دقيقة
cost effective	مؤثرة بالكلفة
wave, compressional	موجة انضغاطية
wave, seismic	موجة سيسمية

wave, sound	موجة صوتية
wave, shear	موجة قَصّية
wave, direct	موجة مباشرة
wave, reflected	موجة منعكسة
wave, refracted	موجة منكسرة
wave, incident	موجة واردة
whipstock	مُوجّه
reamer	مُوَسّع ثقوب
encyclopaedic	موسوعي
economic indicator	مؤشر اقتصادي
connectivity	موصلية
sparker	مولد الشرر
wavelet	مويجة
methane	ميثان
methanol	ميثانول
methylbenzene	ميتيلبنزين
methyl chloroform	ميتيلكلوروفورم
microlog	ميكرولوغ
dip	ميل
de-ethaniser	نازع الإيثان
de-propaniser	نازع البروبان
de-butaniser	نازع البوتان
demethaniser	نازع الميثان
mature	ناضج
undergauged	ناقص السعة

tanker, export	ناقلة تصدير
tanker, gas	ناقلة غاز
tanker, shuttle	ناقلة مكوكية
tanker, oil	ناقلة نفط
electrical conductivity	ناقلية كهربائية
conductivity	ناقلية، موصلية
flora	نباتات
spike	نبضة
acoustic pulse	نبضة صوتية
de-sulphurisation	نزع الكبريت
dehydration	نزع الماء
turndown ratio	نسبة الرفض
rock matrix	نسيج صخري
matrix	نسيج، مصفوفة
diagenesis	نشأة لاحقة
maturation	نضج
maturity	نضج
depletion	نضوب
zone	نطاق
zone, transition	نطاق انتقالي
zone, subduction	نطاق انغراز
zone, rifting	نطاق انهدامي
injection zone	نطاق حقن
damaged zone	نطاق معطوب
swept zone	نطاق مقترح

fiscal regime	نظام مالي
fiscal system	نظام مالي
naphtha	نفتا
naphthalene	نفتالين
naphthene	نفتين
oil, black	نفط أسود
oil, profit	نفط الربح
oil, attic	نفط العلية
oil, cellar	نفط القبو
oil, cost	نفط الكلفة
target oil	النفط الهدف
oil, volatile	نفط طيار
oil, high shrinkage	نفط عالي الانكماش (التقلص)
oil, unsaturated	نفط غير مشبع
viscous oil	نفط لزج
oil, residual	نفط مُتَبَقٍّ
oil, by-passed	نفط مُتَجاوز
oil, recovered	نفط مستعاد
oil, saturated	نفط مشبع
oil, low shrinkage	نفط منخفض الانكماش (التقلص)
operation expenditure	نفقات التشغيل
capital expenditure	نفقات رأس المال
overheads	نفقات عامة
permeable	نفوذ
permeability	نفوذية

formation permeability	نفوذية التشكّل
permeability, absolute	نفوذية مطلقة
permeability, relative	نفوذية نسبية
yield point	نقطة الخضوع
point, melting	نقطة الذوبان
point, boiling	نقطة الغليان
point, bubble	نقطة التفقع
point, dew	نقطة الندى
point, triple	نقطة ثلاثية
point, critical	نقطة حرجة
point of drillstring support	نقطة دعم سلسلة الحفر
common mid point	نقطة متوسطة مشتركة
soak	نقع
transport	نقل
modelling	نمذجة
pattern	نمط
model	نموذج
reservoir model	نموذج الخزّان
analytical model	نموذج تحليلي
geological model	نموذج جيولوجي
n-heptane	ن–هيبتان
weather, windows	نوافذ الطقس
quality	نوعية
halon	هالون
pressure drop	هبوط الضغط

friction pressure drop	هبوط الضغط الاحتكاكي
abandonment	هجر
migration	هجرة
migration, primary	هجرة أولية
boomer	هدار
target	هدف
lean	هزيل
plateau	هضبة، نجد
hexane	هكسان
polymer gel	هلام بوليمري
acquisition geometry	هندسة جمع البيانات
engineering, parallel	هندسة موازية
heptane	هيبتان
hydrate	هيدرات
hydrophone	هيدروفون
hydrocarbon	هيدروكربون
hydrocarbon, recoverable	هيدروكربون قابل للاستعادة
hydraulic	هيدروليكي
top side module	وحدات السطح العلوي
drainage unit	وحدة صرف
pumping unit	وحدة ضخ
module	وحدة قياس
string, single	وحيد السلسلة
monobore	وحيدة الحفرة
incidence	ورود

oblique incidence	ورود مائل
normal incidence	ورود ناظمي
spreadsheet	وريقة جدولة
mud weight	وزن الطَفلِة
drill pipe connection	وصلة أنبوب الحفر
universal joint	وصلة جامعة
swivel	وصلة دوّارة
kelly-saver sub	وصلة ساق التدوير السفلى
perforated joint	وصلة مثقبة
commissioning	وضع في الخدمة
knockout vessel	وعاء الضربة الحاسمة
sampling bomb	وعاء جمع العيّنات
decommissioning	وقف التشغيل النهائي
fossil fuels	وقود مستحاث
flare	يحرق
digitize	يُرقمن
destabilize	يزيل التثبيت
bid	يقدم عرضاً
ring-fenced	يقيد
absorb money	يمتص أموال
automate	يؤتمت
generate money	يُوَلدُ أموال

ثبت المصطلحات
إنجليزي ــــ عربي

المصطلح العربي	المصطلح الإنجليزي
هجر	abandonment
يمتص أموال	absorb money
امتصاص	absorption
إقامة	accommodation
مركز إقامة	accommodation centre
تراكم	accumulation
أستيلين	acetylene
معالج بالحمض	acid treatment
تحميض	acidising
حُموضة	acidity
صوتي	acoustic
ممانعة صوتية	acoustic impedance
نبضة صوتية	acoustic pulse
هندسة جمع البيانات	acquisition geometry
منشّط	activator
رمز النشاط	activity symbol
إضافات	additives

adsorption	امتزاز
air gun	مسَوق هوائي
aliasing	انتحال
alkalinity	قلوية
alkane	ألكان
alkyl	ألكيل
alliance	اتحاد
allowance	حسومات، علاوة
alluvial deposits	توضعات طمي
alternator	مردد
amine	أمين
amonia	أمونيا
amplitude	سعة
analogue	تماثلي
analytical model	نموذج تحليلي
anchor line	سلسلة المرساة
annular preventer	مانع حلقي
annulus	حلقة
anomaly	شواذ
anthracene	انتراسين
anticlinal	محدب
anticline	محدب
anticline, rollover	محدب متموج
antifoam	مضاد الرغوة
appraisal	تقييم

appraisal cost	كلفة التقييم
aquatic life	الحياة المائية
aquifer	طبقة حاملة للماء
aragonite	أراغونيت
Archie equation	معادلة أرشي
area-depth graph	مخطّط المساحة العمق
arene	أرين
aromatic series	سلسلة عطرية
aromatics	عطريات
array	تشكّل
artificial lift	رفع صنعي
asphalt	أسفلت
assets	أصول (الموجودات)
assets portfolio	محفظة الأصول
audit team	فريق تدقيق
auditing	فحص، تدقيق
automate	يؤتمت
autorefrigeration	تثليج ذاتي
availability	توفر، متاحية
availability, non-	لامتاحية
back off	سحب الأنابيب
baffles	حوارف
bailer	منزحة
ballast	صابورة
ballast compartments	حجرات الصابورة

band	حزمة
bar chart	مخطّط قضباني
barefoot	عاري
barrel	أسطوانة
barrier	حاجز
base case	حالة أساسية
base station	محطّة مرجع
basement	ركيزة
basin	حوض
basin, fore-arc	حوض قوس متقدم
bathtub curve	منحني حوض الاستحمام
bearing	مسند
bedding	تطبق
bedding plane	سطح تطبق
bedrock	صخر الأساس
behaviour	سلوك
bell nipple	حلمة جرسية
bell-shape	جرسي الشكل
benzene	بنزين
Bernulli principle	مبدأ بيرنولي
best estimate	التقدير الأفضل
best guess	التخمين الأفضل
bid	يقدم عرضاً
bidding round	دورة تقديم عروض
binary data string	سلسلة بيانات ثنائية

biocide	مبيد بيولوجي أو حيوي
biodegraded	فكك حيوياً
biogenic	حيوي
bioturbation	كدر عضوي
bit	رأس الحفر
bit nozzles	بزابيز رأس الحفر
blind ram	مكبس حجب
block	رقعة، كتلة
block, downthrown	جدار هابط
block, promotional	رقعة تشجيعية
block, sub-	تحت-رقعة
block, upthrown	جدار صاعد
blowout preventer	مانع الانفجار
blowout, internal	انفجار داخلي
blowout, surface	انفجار سطحي
bond	رابطة
bond, saturated	رابطة مشبعة
bond, unsaturated	رابطة غير مشبعة
bonus, DCD	منحة إعلان تجاري
bonus, production	منحة إنتاج
bonus, signature	منحة توقيع
boomer	هدار
borehole	بئر
borehole tomography	التصوير المقطعي الطبقي البئري
borrowing	حفر العضويات

bottlenecking	إعاقة
bottom hole	قاع البئر
bottom hole pressure	ضغط قاع البئر
bottom hole pressure testing	اختبار ضغط قاع البئر
bottom plug	سدادة القاع
Bouguer anomaly	شواذ بوغيه
boundary	حد
boundary conditions	شروط الحدود
breakdown	تعطل
bridge plug	سدادة جسرية
brittle	قَصِف
buckling resistance	مقاومة التحدب
building angle	زاوية البناء
build-up	تنامي
build-up period	فترة تنامي
bullet	طلقة
bundle	حزمة
buoyancy	طفوية، تعويمية
buoyancy equilibrium	توازن طفوي
buoyancy force	قوة طفوية
burner	حراق
butadien	بوتادیین
butane	بوتان
by-passing	سلوك طرق جانبية
cable	كبل

calcite	كالسيت
calcite, Mg	كالسيت مغنيزي
calcium	كالسيوم
calcium bicarbonate	بيكربونات كالسيوم
calcium carbonate	كربونات كالسيوم
calibrated hydrometer	مقياس كثافة الموائع مُدّرج
caliper	مُسماك، قياس قطر البئر
calorific value	قيمة حرورية
capacity	سعة، استطاعة
capacity, net	سعة، صافية
capacity, nominal	سعة أسمية
capillary	شعرية
capillary forces	قوى الشعرية
capillary pressure	ضغط شعري
capital allowances	حسومات رأس المال
capital expenditure	نفقات رأس المال
carbon	كربون، فحم
carbon credit	رصيد الكربون
carbon dioxide	ثاني أكسيد الكربون
carbon tetrachloride	كربون رباعي الكلور
carbonate	كربونات
carbonate rocks	صخور كربوناتية
carbonate, iron	كربونات الحديد
carbonic acid	حمض الكربون
carrier	حامل

carry over	رحيل
carry under	انغماس
cased hole	بئر مبطنة
cashflow	تدفق نقدي
cashflow, cumulative	تدفق نقدي تراكمي
cashflow, net	تدفق نقدي صافي
casing head	رأس البطانة
casing production	بطانة إنتاج
casing shoe	كعب التبطين
casing, intermediate	بطانة متوسطة (وسطى)
casing, running	تبطين الجريان
casing, string	سلسلة التبطين
casing, surface	بطانة سطحية
cataclasis	زحن
catalysis	مُحَفزّ
catalytic	تَحفيزّي
catcher	مقبض، ماسك
catenate	كاتانيت (سلسلة طويلة)
cement bond	ربط أسمنتي
cement slurry	روبة الأسمنت
cementation	سمنتة
cementation exponent	أس السمنتة
cementation, plug back	سمنتة الإغلاق
cementation, primary	سمنتة أولية
cementation, secondary	سمنتة ثانوية

cementation, squeeze	سمنتة بالضغط
cementing	سمنتة
centraliser	مُمَركِز
centrifugal demister	مزيل الغشاوة بالقوة النابذة
cetene number	عدد سيتان
chalk	حوار
chance node	عقدة حظ
chiller	مُبَرّد
chlorofluorocarbons	كلورفلورالكربون
choke	صمّام خنق
choke orifice	فوهة صمّام خنق
Christmas tree	شجرة الميلاد
clastics	فتاتية
clasts	فتاتيات
clay	غضار
clay smear	إكساء بالغضار
claystone	حجر الطين
cluster	تجمّع
coarse	خشن
coefficient	معامل
collapse gradient	تدرج الانهيار
collet	لقمة
commercial discovery	اكتشاف تجاري
commercial well	بئر تجارية
commissioning	وضع في الخدمة

common mid point	نقطة متوسطة مشتركة
communication path	ممر اتصال
compaction	تراص
compartmentalization	تشكّل الحجرات
compatibility	توافقية
competent	متماسك
completion,	إكمال
completion, barefoot	إكمال عاري
completion, cased hole	إكمال بئر مبطنة
completion, cemented casing	إكمال بطانة مسمنتة
completion, interval	فترة إكمال
completion, lower	إكمال سفلي
completion, openhole	إكمال بئر غير مبطنة
completion, perforated liner or casing	إكمال قميص أو بطانة مثقبة
completion, pre-drilled liner	إكمال قميص مسبق الحفر
completion, pre-slotted liner	إكمال قميص مسبق الشق
completion, reservoir	إكمال الخزّان
completion, tubing	إكمال الأنابيب
completion, tubingless	إكمال بدون أنبوب
completion, upper	إكمال علوي
composition	تركيب
compressibility	انضغاطية
compressibility factor	عامل انضغاطية
compression	انضغاط
compression, centrifugal	ضواغط القوة النابذة

compression, reciprocating	ضواغط ترددية
compressional system	منظومة انضغاطية
Compton scattering	تبعثر كومبتون
computerised control	تحكم حاسوبي
conceptual	مفاهيمي
concrete gravity platform	منصّة أسمنتية ثقلية
condensate	مُتكَثف
conductivity	ناقلية، موصلية
conductor	مرشد، ناقل
confining pressure	ضغط مطبق
conical liner	قميص مخروطي
coning	تمخرط
connectivity	موصلية
consistency	تناغم
constituent	مكون
constraints	قيود
construction	إنشاء
construction manager	مدير إنشاء
contaminant	ملوّث
continental crust	قشرة قارية
contingency	طوارئ
continuity	استمرارية
contract, bills of quantities	عقد فواتير الكميات
contract, cost plus profit	عقد كلفة مضافاً إليها ربحاً
contract, day rate	عقد يومي

contract, footage	عقد طولي قدمي
contract, incentive	عقد مُحَفّز
contract, lumb sum	عقد شامل
contract, schedule of rates	عقد برنامج زمني للأسعار
contract, turnkey	عقد إنجازي
contracting	تقليص
contracting tower	برج تقليص
contractor	متعهد، مُقَلص
contractor's claims	مطالب المتعهدين
conversion	تحويل
convolution	ثني
coolar	مبرّد
cooling	تبريد
core barrel	أسطوانة العيّنة
core flood test	اختبار غمر العيّنة اللبابية
core sample	عيّنة لبابية
correlation	ترابط
correlation coefficient	معامل الترابط
corrosion	تآكل
corrosion resistant alloy	سبيكة مقاومة للتآكل
corrosion service	خدمة التآكل
corrosion, sour	تآكل حامض
corrosion, sweet	تآكل حلو
corrosive	آكال
cost effective	مؤثرة بالكلفة

covariant	متغاير التمام
crack	تكسر
cresting	تذري
Cretaceous	كريتاسي
cricondotherm	الحرارة العظمى لنقطة الندى
criticality	إحراجية
crossline	خط متقاطع
cross-section	مقطع عرضي
crown block	مجموعة البكرات العلوية
crust	القشرة الأرضية
cusping	تقرن
cutters	قواطع
cuttings	فتات
cycloalkane	سيكلوألكان
cyclohexane	سيكلوهكسان
cyclone	زوبعة
cyclopentane	سيكلوبنتان
damaged skin	قشرة معطوبة
damaged zone	نطاق معطوب
Darcy equation	معادلة دارسي
Darcy law	قانون دارسي
data	بيانات
data, palaeontological	بيانات باليونتولوجية
data, palynological	بيانات بالينولوجية
data, real time	بيانات الزمن الحقيقي

database	قاعدة معلومات
dating	تحديد العمر ، تأريخ
datum	سطح مرجع
datum plane	مستوى مرجعي
de-butaniser	نازع البوتان
de-bottlenecking	إزالة الإعاقة
decision making	صنع القرار
decision node	عقدة قرار
decision tree	شجرة القرار
decline	انحدار ، هبوط
decline curve analysis	تحليل منحني الانحدار
decline period	فترة انحدار
decline, economic	انحدار اقتصادي
decommissioning	وقف التشغيل النهائي
deconvolution	لاثني
deductible	قابل للحسم
deepening	تعميق
de-ethaniser	نازع الإيثان
deformation	تشوه
deformation rate	معدل سرعة التشوه
degasification	إزالة الغازات
degassing	إزالة الغاز
degree of sorting	درجة الفرز
dehydration	نزع الماء
dehydration tank	صهريج نزع الماء

deliverability	قابلية التسليم
delta	دلتا
deltaic series	سلسلة دلتاوية
demethaniser	نازع الميثان
demister	مزيل الغشاوة
demister separator	صهريج فصل مزيل الغشاوة
demisting	إزالة الغشاوة
demobilisation	تسريح
density	كثافة
density, bulk	كثافة حجمية
de-oiling	إزالة النفط
depletion	نضوب
depletion policy	سياسة النضوب
depositional environment	بيئة ترسيبية
depreciation	تخفيض القيمة
depression	منخفض
de-propaniser	نازع البروبان
depth control	تحكم بالعمق
derrick	برج الحفر
derrick floor	أرضية برج الحفر
desander	مُزيل الرمل
design procedures	إجراءات التصميم
design, detailed	تصميم تفصيلي
design, primary	تصميم تمهيدي
desilter	مزيل السلت

destabilization	إزالة التثبيت
destabilize	يزيل التثبيت
de-sulphurisation	نزع الكبريت
detonating cord	شريط التفجير
development	تطوير
development cost	كلفة تطوير
diagenesis	نشأة لاحقة
diagenetic	لاحق التشكّل
diagenetic, cement	ملاط لاحق التشكّل
diagenetic, healing	التئام تشكّلي لاحق
diagram,	مخطّط
diagram, spider	مخطّط العنكبوت
diagram, tornado	مخطّط الإعصار
diene	ديين
diethyl sulphide	دياتيل سلفيد
differential sticking	التصاق تفاضلي
diffraction	انعراج
diffuser	رذاذة
digitize	يُرقمن
dimethylbenzene	ثنائي ميتيلبنزين
diolefin	ديوليفين
dip	ميل
dipmeter tool	أداة قياس ميل البئر
discipline	فرع، نهج
discount factor	عامل الحسم

discount rate	معدل الحسم
discounting	حسمية
dispersion band	شريط التفريق
displacement	إزاحة
displacement, stable	انزياح مستقر
displacement, unfavorable	انزياح غير مرغوب
disposal	إطراح
disposal, centre	مركز صرف الماء
disposal, waste	تخلص من النفايات
dissolution	انحلال
dissolved solids	أجسام صلبة منحلة
doglegged	معطوف الساق
dolomite	دولوميت
downhole pressure gauge	مقياس ضغط قاع البئر
downtime	مدة التوقف
drainage	صرف
drainage unit	وحدة صرف
dramatic	قاتل، دراماتيكي
drapes	تجاعيد
drill bit	رأس حفر
drill collar	طوق حفر
drill pipe	أنبوب حفر
drill pipe connection	وصلة أنبوب الحفر
drill stem test	اختبار ساق الحفر
drill string	سلسلة الحفر

drillers depth	عمق الحفّارين
drilling floor	أرضية الحفر
drilling spool	مِكَب الحفر
drilling sub	غواصة حفر
drilling, directional	حفر اتجاهي
drillship	سفينة حفر
drive energy	طاقة دافعة
drive head	رأس تدوير
drive shaft	عمود التدوير
droplet	قطيرة
dropout	تقطر
dry tree	شجرة جافة
drying	تجفيف
dual Laterlog tool	أداة لترلوغ مزدوجة
dual tubing completion with packer	إكمال مضاعف الأنبوب مع حشوة
ductile	لدن
dynamite charge	شحنة ديناميت
dynamometer	عداد دينامي
earthquake	زلزال
ecological system	منظومة بيئية
economic indicator	مؤشر اقتصادي
economic lifetime	عمر اقتصادي
economic parameter	معامل اقتصادي
efficiency line	خط الكفاءة
elastic	مرن

elastomer packer	حشوة إيلاستومير
electrical conductivity	ناقلية كهربائية
electrode	مسرى
electro-magnetic techniques	تقنيات كهرومغنطيسية
electronic quartz crystal	بلورة كوارتز إلكترونية
electrostatic coalescer	دامج إلكتروستاتي
emergency choke	صمّام خنق الطوارئ
emergency kill	كابح الطوارئ
emergency shutdown valve	صمّام إغلاق عند الطوارى
emission	انبعاث
emulsion	مستحلب
emulsion behavior	سلوك المستحلب
encyclopaedic	موسوعي
end product	المنتج النهائي
engine	محرك
engineer, commissioning	مهندس التشغيل
engineer, facilities	مهندس المنشآت
engineer, instrument and control	مهندس الأجهزة والتحكم
engineer, logging	مهندس التسجيل البئري
engineer, oil	مهندس النفط
engineer, process	مهندس المعالجة
engineer, project design	مهندس تصميم المشروع
engineer, reservoir	مهندس الخزّان
engineer, resident	مهندس مقيم
engineer, rotating equipment	مهندس المعدّات الدوّارة

engineer, subsurface	مهندس تحت السطح
engineer, surface	مهندس السطح
engineering, parallel	هندسة موازية
enhancement	تعزيز
environment	بيئة
environment of deposition	بيئة الترسيب
environment, deltaic	بيئة دلتاوية
equilibrium constant	ثابت توازن
equiprobable	تساوي الاحتمال
equity	حقوق الملكية
equity, deemed	حقوق ملكية اعتبارية
equivalence	التكافؤ
erosion	حت
erosion surface	سطح الحت
escape route	ممر نجاة
estuarine	مصب نهر
ethane	إيثان
ethyl mercaptan	إيتيلمركبتين
ethylbenzene	إيتيلبنزين
ethylene	ايثيلين
evacuation	إخلاء، تفريغ
expectation curve	منحني التوقع
expectation value	قيمة التوقع
exploration	استكشاف
exposure	تكشف، تعرض

exposure, maximum	تعرض أعظمي
extensional plate movements	حركات تمددية للصفائح
extensional structure	بنية تمددية
extensional system	منظومة تمددية
fabric optic	بصرية ليفية
facilities	منشآت
facilities, processing	منشآت معالجة
facility host	منشآة مضيفة
factor	عامل
failure	إخفاق
failure mode	أسلوب الإخفاق
failure rate	معدل الإخفاق
failure, early	إخفاق مبكر
failure, random	إخفاق عشوائي
failure, wear	إخفاق البلى
fan delta	دلتا مروحية
farm-in	اقتطاع من الداخل
farm-out	اقتطاع للخارج
fast tracking	تتبع سريع
fatality	مميتة
fault	فالق
fault plane	مستوى
fault throw	رمية الفالق
fault, growth	فالق النمو
fault, impermeable	فالق كتيم

fault, normal	فالق عادي
fault, reverse	فالق مقلوب
fault, syn-sedimentary	فالق مصاحب للترسيب
fault, thrust	فالق تراكبي
fault, transform	فالق تحويلي
fault, wrench	فالق انزلاقي اتجاهي
faulting	تصدع
faulting, small-scale	تصدع صغير المقياس
fauna	حيوانات
feasibility	جدوى
feasibility study	دراسة الجدوى
feature	مَعلم
feed stock	خام التموين
feldspars	فلسبار
field analogeous	التشابه الحقلي
fill line	خط تعبئة
filter	مرشح
filtration	ترشيح
fine-tuning	موالفة دقيقة
fire-suppression	إخماد الحريق
fiscal allowances	حسومات مالية
fiscal regime	نظام مالي
fiscal system	نظام مالي
fiscal terms	شروط مالية
fishing	التقاط، اصطياد

fixed housing	مأوى ثابت
flame-out	تمدد اللهب
flapper valve	صمّام لا رجوع
flare	يحرق
flaring	حرق
float collar	طوق عائم
floats	عوامات
flocculating	تندّف
flood front	جبهة فيضان
flood, steam	فيض بخار
flooding surface	سطح فيضي
flooding, polymer	فيض (فيضان) البوليمير
flooding, surfactant	فيضان فعال سطحياً
flora	نباتات
flotation	تعويم
flow chart	مخطّط تدفقي
flow line	خط التدفق
flow, laminar	تدفق رقائقي
flow, multiphase	تدفق متعدد الطور
flow, radial	تدفق شعاعي
flow, stable	تدفق مستقر
flow, turbulent	خط مضطرب
flow, unstable	تدفق غير مستقر
flow,cross	تدفق مستعرض
flowing period	فترة التدفق

flowrate	معدل التدفق
fluid fill	عيّنة مائع
fluid sample	المحتوى المائع
fluvial deposits	توضعات نهرية
focused current	تيار ممحرق
fold	طية
fold crest	قمة الطية
fold trough	غور الطية
forecasting	تكهن
formation	تشكّل
formation imaging tool	أداة تصوير البئر
formation isolation valve	صمّام عزل التشكّل
formation permeability	نفوذية التشكّل
formation resistivity	مقاومية التشكّل
formation volume factor	عامل حجم التشكّل
fossil fuels	وقود مستحاث
frac-pack	شقوق-حشوة
fraction, volume	أجزاء حجمية
fraction, weight	أجزاء وزنية
fractional distillation	تقطير جزئي
fractionation	تجزئة تفاضلية
fractionation column	عمود تجزيء تفاضلي
fractionation plant	مصنع تجزيء تفاضلي
fracture	شق
fracture gradient	تدرج التشقق

free water level	مستوى الماء الحر
freefall lifeboat	قارب نجاة حر السقوط
freon	فريون
frequency decomposition	تفكيك التردد
frequency, cumulative	تكرارية تراكمية
frequency, relative	تكرارية نسبية
friction	احتكاك
friction pressure drop	هبوط الضغط الاحتكاكي
fund	صندوق أو تمويل
funnel-shape	قمعي الشكل
gamma ray	أشعة غاما
gas anchor	مرساة الغاز
gas cap	قبعة غازية
gas cap, secondary	قبعة غازية ثانوية
gas deviation factor	عامل انحراف الغاز
gas expansion factor	عامل تمدد الغاز
gas flotation	تعويم الغاز
gas injector	بئر حقن الغاز
gas lift valve	صمّام رفع الغاز
gas, dissolved	غاز منحل
gas, dry	غاز جاف
gas, export	غاز التصدير
gas, free	غاز حر
gas, solution	غاز محلول
gasoline	غازولين

gathering station	محطّة تجميع
generate money	يُوَلدُ أموال
geological model	نموذج جيولوجي
geomorphic	جيومورفي
geophone	جيوفون
geophysical method	طريقة جيوفيزيائية
geophysics	جيوفيزياء
geoscientists	علماء الأرض
geosteering	توجيه جيولوجي
geothermal gradient	تدرج حراري أرضي
glaciers	جليديات
glue	غراء
glycol	غليكول
glycol-contacting tower	برج تماس غليكول
gradient	تدرج
gradiomanometer	مقياس ضغط تدرجي
gravel pack	حشوة حصوية
gravity anomalies	شواذ الجاذبية
gravity force	قوة الجاذبية
gravity segregation	فصل جاذبي
gravity tongue	لسان الجاذبية
guesstimate	تقدير تخميني
guide rail	سكة مُوَجِهة
guide rails	سكك مُوجِهة
guide shoe	كعب مُوَجّه

gun	مسَوق، بندقية
halon	هالون
hardness	قساوة
hardware items	بنود عتادية
hazard	مخاطر
heater	سخان
heavy fraction	جزء ثقيل
helical flow	تدفق لولبي
heptane	هيبتان
hexane	هكسان
histogram	مخطّط نسيجي
history match	انسجام تاريخي
hole, slim	بئر رفيعة
hook	خطاف
Horner plot	مخطّط هورنر
hose	خرطوم
host government	حكومة مضيفة
hurdle	عقبة
hydrate	هيدرات
hydraulic	هيدروليكي
hydraulic motor	محرك هيدروليكي
hydraulic piston	مكبس هيدروليكي
hydraulic power hose	خرطوم الطاقة الهيدروليكية
hydrocarbon	هيدروكربون
hydrocarbon, recoverable	هيدروكربون قابل للاستعادة

hydrocyclone	زوبعة مائية
hydrogen index	قرينة الهيدروجين
hydrogen sulphide	كبريتيد الهيدروجين
hydrophone	هيدروفون
image	صورة
imaging	تصوير
immature	غير ناضج
impedance	ممانعة
impermeable	كتيم
incidence	ورود
incompetent	غير متماسك
independent variable	متحول مستقل
induced current	تيار متحرض
induction	تحريض
infill drilling	حفر بيني
infill well	بئر إدخال
inflatable packer	حشوة قابلة للنفخ
inflation	تضخّم
inflow performance	أداء الدفق الداخلي
information memorandum	مذكرة معلومات
infrared spectroscopy	فحص الطيف بالأشعة تحت الحمراء
inhibitor	مانع، مثبط
injection well	بئر حقن
injection zone	نطاق حقن
injectivity	حقنية

inlet devise	جهاز إدخال
inlet section	مقطع الدخول
inlet weir	قنطرة إدخال
input	دخل
input data	بيانات الدخل
in-situ combustion	احتراق في المكان
installation	إقامة، إشادة
insulation	عزل
interface	سطح فاصل
interfacial tension	توتر بين سطحي
interference test	اختبار التداخل
interpretation	تفسير
interrogate	استجواب
interval	فاصل
interval transit time	زمن العبور المجالي
interval velocity	سرعة مجالية
interval, non-reservoir	فاصل غير خازن
interval, permeable	فاصل نفوذ
inversion	انقلاب
investigation	تحري، استقصاء
irreducible	غير قابل للاختزال
iso-butane	إيزوبوتان
isochore	السماكة الشاقولية
isochoring	متساوية الحجوم
isolation packer	حشوة عزل

isomer	مصاوغ
isopach	سماكة حقيقية
iso-pentane	إيزوبنتان
isothermal depletion	استنزاف متساوي الحرارة
iso-vol	خطوط تساوي الحجم
jacket with tender	سترة مع سفينة تموين
jack-up rig	منصّة حفر مرفوعة
joint investor	مستثمر مشارك
junction box	صندوق وصل
junk	خردة
Jurassic	جوراسي
juxtaposition	تقارب
karst	كارست
karstification	كرستة
keeper	حافظ
kelly	ساق التدوير
kelly bush	جُلبة ساق التدوير
kelly-saver sub	وصلة ساق التدوير السفلى
kerogen	كيروجين
key seating	إقعاد المفتاح
kickoff	بداية، مستهل
kick-off compressor	ضاغط رفاس
kill line	خط كبح
knockout vessel	وعاء الضربة الحاسمة
laminae	تورق

laminar flow	تدفق صفحي
laminated	متورق
land development	إصلاح أراضي
lay-barge	زورق إنزال
leads	مرشدات
leak	تسرب
lean	هزيل
least square fit	مطابقة أصغر المربعات
legislation	قوانين
license agreement	اتفاقية امتياز
license, contract	اتفاقية عقدية
lifting cost	كلفة الرفع
limestone	حجر كلسي
limestone, karstified	حجر كلسي كارستي
line of sight	خط نظر
liner	قميص، إكساء
liner, conical	قميص مخروطي
liner, scab	بطانة رافضة
liner, slotted	قميص مشقق
liquefaction	تسييل
listric plane	مستوى تمددي محدب
lithology	ليتولوجي
load	حمولة
load, burst	حمولة الانفجار
load, collapse	حمولة الانهيار

load, tension	حمولة الشد
lock recess	فجوة قفل
locking dogs	كلابات إقفال
log	سجل
log response	استجابة السجل
log, density	سجل الكثافة
log, Gamma ray	سجل أشعة غاما
log, image	سجل التصوير
log, induction	سجل التحريض
log, neutron	سجل النيوترون
log, type	سجل نوعي
logging	التسجيل
logging through casing	تسجيل بئري عبر البطانة
logistics	التموين
loop	أنشوطة
lost time incident	حادث الزمن الضائع
machine hours	ساعات آلة
macroscopic	جهري، عياني
macroscopic sweep efficiency	كفاءة الاكتساح الجهرية
magnetic alignment	تراصف مغنطيسي
magnetic anomalies	شواذ مغنطيسية
magnetic survey	مسح مغنطيسي
magnetisation	مغنطة
maintaining angle	زاوية المداومة
maintenance	صيانة

maintenance, breakdown	صيانة العطل
maintenance, preventive	صيانة مانعة
maintenance, strategy	إستراتيجية الصيانة
man hours	ساعات رجل
man power	القوة البشرية
manageability	قابلية الإدارة
mandrel	ماسك العدة
manifold	متشعب، متنوع
mantle	معطف
mapping	تخريط، رسم الخرائط
marker	عَلاّم
market forces	قوى السوق
material balance	توازن المادة
matrix	نسيج، مصفوفة
maturation	نضج
mature	ناضج
maturity	نضج
meander	متعرج
mercaptan	مركبتان
metamorphosis	تحول
metering	قياس
methane	ميثان
methanol	ميثانول
methyl chloroform	ميتيلكلوروفورم
methylbenzene	ميتيلبنزين

microfossils	مستحاثات مجهرية
microlog	ميكرولوغ
microscopic	مجهري
microscopic displacement efficiency	كفاءة الانزياح المجهرية
migration	هجرة
migration, primary	هجرة أولية
mineralogy	منرالوجيا
miscible	مزوج
miscible process	عملية مزوجة
mist	غشاوة
mist mat	حصيرة غشاوة
mobilisation	تعبئة، تحريك
mobility	حركية
model	نموذج
modelling	نمذجة
module	وحدة قياس
molar mass	كتلة مولية
monitoring	مراقبة
monobore	وحيدة الحفرة
monopod	أحادية القدم
moveout	تباعد
mud	طَفلِة
mud ditch	خندق الطَفلِة
mud filtrate	راشح الطَفلِة
mud hose	خرطوم الطَفلِة

mud pulse telemetry	إرسال نبضة طَفلِية عن بعد
mud pump	مضخّة الطَفلِة
mud returns	مرتجعات الطَفلِة
mud solids	جوامد الطَفلِة
mud suction pit	حفرة مص الطَفلِة
mud tank	خزّان الطَفلِة
mud weight	وزن الطَفلِة
mudcake	كعكة الطَفلِة
mudlogging	تسجيل بئري للطَفلِة
multilateral	متعدد المسارات الجانبية
multiple layers	طبقات متعددة
multiples	متكررات
multiplexed	مُضَممة
naphtha	نفتا
naphthalene	نفتالين
naphthene	نفتين
naphthene series	سلسلة نفتين
natural water drive	سَوق الماء الطبيعي
near hit	قريب من الصدمة
n-heptane	ن-هيبتان
nipple	حلمة
no-go shoulder	عاتق مانع
nomogram	مخطّط المعادلة
non-hydrocarbon	غير هيدروكربوني
non-sealing	غير خاتمة

non-uniqueness	تعددية
normal incidence	ورود ناظمي
normal moveout	التباعد الأفقي
novelty factor	عامل الجِدّة
nozzle	بزباز
nuclear magnetic resonance	طنين نووي مغنطيسي
oblique incidence	ورود مائل
oceanic plate	صفيحة محيطية
offset	إزاحة
offtake	استخراج
oil formation volume factor	عامل حجم نفط الخزّان
oil interceptor	معترض النفط
oil shale	طين صفحي زيتي
oil skimmer	مقشدة نفط
oil sludge	راسب طيني نفطي
oil, attic	نفط العلية
oil, black	نفط أسود
oil, by-passed	نفط مُتَجاوز
oil, cellar	نفط القبو
oil, cost	نفط الكلفة
oil, first	أول القبو
oil, high shrinkage	نفط عالي الانكماش (التقلص)
oil, low shrinkage	نفط منخفض الانكماش (التقلص)
oil, profit	نفط الربح
oil, recovered	نفط مستعاد

oil, residual	نفط متبقي
oil, saturated	نفط مشبع
oil, unsaturated	نفط غير مشبع
oil, volatile	نفط طيار
olefin	أوليفين
open hole	بئر غير مبطنة
open hole section	مقطع بئر غير مبطنة
openhole log data	تسجيل لبئر غير مبطنة
operation expenditure	نفقات التشغيل
operator	مُشَغِّل
opex allowance	حسومات نفقات التشغيل
output	خرج
output data	بيانات الخرج
overbalance	رجحان
overburden	حمولة مغطية
over-dolomitised	فوق مدلمت
overheads	نفقات عامة
overpressured	مفرط الضغط
overrun potential	احتمال اجتياح
oxylene	أوكزيلين
package	رزمة، تشكّلة
packer	حشوة تقوية
packer, annulus	حشوة حلقية
packer, casing	حشوة تبطين
packer, inflatable	حشوة تقوية قابلة للنفخ

packer, isolation	حشوة عزل
packer, production	حشوة إنتاج
paddles	مجاذيف
palaeontological	تمنطق باليونتولوجي
palaeontology	باليونتولوجيا
paraffin	بارافين
parameter	معامل، وسيط
Parameter map	خريطة المُعَامل
partner claims	مطالب الشركاء
partnering	شراكة
pattern	نمط
PDC bit	رأس مدمج ألماسي متعدد التبلور
peer review	مراجعة النظير
pelagic sediments	رسوبيات بيلاجية
pellet	حصاة
penalty clause	فقرة الغرامة
penetrator	خراق
pentane	بنتان
percolating	رشح
perforated joint	وصلة مثقبة
perforation gun	مسَوق تثقيب
perforations	ثقوب
permeability	نفوذية
permeability, absolute	نفوذية مطلقة
permeability, relative	نفوذية نسبية

permeable	نفوذ
personal commitment	التزام شخصي
petrophysical	بتروفيزيائي
Phase behaviour	سلوك الطور
Phase, development	طور التطوير
Phase, operating	طور التشغيل
phased	ممرحل
phased development	تطوير ممرحل
phytoplankton	عوالق نباتية
pig	فرجان
pinger	مفرقع
pipe rim	مِكبس الأنبوب
pipe tally	سجل طول الأنبوب
piston	مِكبس
planimeter	ممساح
planning	تخطيط
plate labyrinth	متاهة الصفيحة
plate separator	صهريج فصل صفيحي
plate tectonics	تكتونيك الصفائح
plateau	هضبة، نجد
plateau period	فترة استقرار
plateau production	فترة استقرار إنتاج
platelets	صُفيحات
platform	منصّة
platform, drilling	منصّة حفر

platform, fixed	منصّة ثابتة
platform, gravity-based	منصّة ثقلية
platform, production	منصّة إنتاج
platform, SPAR	منصّة سبار
platform, steel jacket	منصّة السترة الفولاذية
platform, tension leg	منصّة القدم الشدية
play	تمثيلية
plug	قرص، سدادة
Plug, bridge	سدادة جسرية
plunger	غاطس
point of drillstring support	نقطة دعم سلسلة الحفر
point, boiling	نقطة الغليان
point, bubble	نقطة التفقع
point, critical	نقطة حرجة
point, dew	نقطة الندى
point, melting	نقطة الذوبان
point, triple	نقطة ثلاثية
pollen	أبواغ
polycrystalline diamond compact	مدمج ألماسي متعدد التبلور
polymer gel	هلام بوليري
pore compaction	تراص المسام
pore throats	مجازات المسام الضيقة
porosity	مسامية
porosity, fractional	مسامية جزئية
porous	مسامي

portfolio	سندات وأوراق تجارية، محفظة
Precision Tree	شجرة الدقة
predrilled liner	قميص مسبق الحفر
pressure build-up	تنامي الضغط
pressure build-up test	اختبار تنامي الضغط
pressure drawdown test	اختبار هبوط الضغط
pressure drop	هبوط الضغط
pressure gradient	تدرج الضغط
pressure maintenance	محافظة على الضغط
pressure sink	مخروط هبوط الضغط
pressure, abandonment	ضغط الهجر
pressure, drawdown	ضغط السحب
pressure, flowing wellbore	ضغط تدفقي للبئر
pressure, hydrostatic	ضغط هيدروستاتيكي
pressure, tubing head	ضغط فوهة الأنبوب
prime mover	محرك أساسي
primer	مُفَجّر
probabilistic	احتمالي
probability	احتمال
Probability of failure	احتمال الإخفاق
Probability of occurrence	احتمال الحدوث
probe	مِجَس
process	عملية، معالجة
process facilities	منشآت معالجة
procurement	تدبير

producing well	بئر منتجة
production liner	قميص إنتاج
production potential	كمون إنتاج
production profile	منحني الإنتاج
production rate	معدل الإنتاج
production string	سلسلة الإنتاج
production test	اختبار الإنتاج
production tubing	أنبوب إنتاج
production, cumulative	إنتاج تراكمي
Production, intermittent	إنتاج متقطع
production, primary	إنتاج أولي
Production, sand	إنتاج الرمل
productivity	إنتاجية
productivity index	قرينة الإنتاجية
profile	مسار
Profit fee	أجرة ربح
profitability	ربحية
progressive cavity pump	مضخّة الفجوة المتقدمة
project manager	مدير المشروع
project ranking	ترتيب المشروع
project services manager	مدير خدمات المشروع
project, incremental	مشروع متزايد
propane	بروبان
prospect	مكمن
prospection	تنقيب

prospective	متوقع
protection	حماية
protector	حافظ، حامي
pseudo-component	مركبة كاذبة
public domain	قطاع عام
Pump speed	سرعة المضخّة
pump, beam	مضخّة الذراع
pump, electric submersible	مضخّة غاطسة كهربائية
pump, export	مضخّة تصدير
Pump, gas lift	مضخّة رفع بالغاز
pump, hydraulic submersible	مضخّة غاطسة هيدروليكية
pump, jet	مضخّة نفّاثة
pump, multiphase	مضخّة متعددة الأطوار
pump, multiplex high-pressure	مضخّة ضغط عالي متعددة
pump, nodding donkeys	مضخّة الحمير حانية الرأس
pump, rod	مضخّة القضيب
pumping station	محطّة ضخ
pumping unit	وحدة ضخ
quality	نوعية
quality assurance	ضمان الجودة
quartz	كوارتز
radial inflow	تدفق داخلي شعاعي
radioactive	مُشع
radioactive scales	حراشف مُشعة
rate dependent process	عملية معتمدة على المعدل

rate dependent skin	قشر معتمد على المعدل
rating	تصنيف
read-out	قارئة
real terms	شروط حقيقية
realization	تحقق
reamer	مُوَسّع ثقوب
receiver	لاقط
receptacle	مقبس
recess	فجوة
reciprocating motor	محرك ترددي
recompletion	إعادة إكمال
recovery	استعادة
recovery factor	عامل الاستعادة
recovery, enhanced	استعادة معززة
recovery, secondary	استعادة ثانوية
recovery, ultimate	استعادة نهائية
recycling	إعادة تدوير
re-drilling	حفر مسبق
reef	رصيف
reference date	تاريخ مرجع
refinery	مصفاة نفط
reflected wave	موجة منعكسة
reflection	انعكاس
reflection time	زمن الانعكاس
reflectivity series	سلسلة انعكاسية

reflector	عاكس
reforming	تحسين
refraction	انكسار
refrigeration	تثليج، تبريد
refurbishment	تجديد
regasification	إعادة تغويز
reinjection	إعادة حقن
reject orifice	فوهة طرح
relaxation	استرخاء
remuneration	تعويض
repair	إصلاح
replacement	إحلال
re-processing	إعادة معالجة
reserves	احتياطي
reservoir model	نموذج الخزّان
reservoir quality map	خريطة نوعية الخزّان
reservoir rock	صخر خازن
reservoir simulation	محاكاة الخزّان
reservoir, carbonate	خزّان كربوناتي
reservoir, faulted	خزّان متصدع
reservoir, fractured	خزّان مشقق
reservoir, silisiclatic	خزّان حطاميات سيليكاتية
reservoir, tight	خزّان متراص
residence time	زمن الإقامة
residential area	منطقة سكنية

resistant coating	غلاف مقاوم
resistive rock	صخر مقاوم
resistivity	مقاومية
restrains	قيود
return permeability test	اختبار النفوذية الراجعة
re-use	إعادة استخدام
revenue, source of	مصدر إيرادات
revenues	إيرادات
rig	منصّة حفر، حفّار
rig floor	أرضية منصّة الحفر
rig, jack-up	منصّة حفر مرفوعة
rig, rotary	حفّار دوراني
rig, semi-sup	منصّة حفر نصف غاطسة
ring-fenced	يقيد
riser	ماسورة صاعدة
risk	مجازفة، مخاطرة، خطر
risk cover	غطاء مجازفة
risk matrix	مصفوفة خطر
risk register	سجل خطر
road access	طرق توصيل
rock flour	طحين الصخر
rock matrix	نسيج صخري
roller cone	مخروط دحروج
rollover anticline	محدب متموج
rotary table	طاولة دوّارة

rotating corkscrew	لولب دوار
rotor	دوار
royalty	أتاوة
safety culture	ثقافة السلامة
safety triangle	مثلث السلامة
safety valve	صمّام أمان
sail line	خط إبحار
sample	عيّنة
sample, recombined	عيّنة موحدة
sample, subsurface	عيّنة تحت سطحية
sample, surface	عيّنة سطحية
sampling	جمع العيّنات
sampling bomb	وعاء جمع العيّنات
sand line	خط رمل
sandstone	حجر رملي
satellite	تابع
satellite development	تطوير تابع
saturation	إشباع بالنفط المتبقي
saturation exponent	أس الإشباع
saturation, residual oil	إشباع
scab liner	قميص رفض
scales	رواسب حرشفية، قشور
scaling up	تعرض للحرشفة
scavenger	كاسح
scoping	استهداف

scraper	مكشطة
screen	مُرَشح، غربال، شاشة عرض
screening	غربلة، تصنيف، فرز
screw connection	شريط وصل
screwed	ملولب
screwed thread	سن ملولب
script	مخطوطة
seal	ختم، مانع
seal bore	ثقب التحام
sealing layer	طبقة خاتمة، أو مانعة
seam	طبقة رقيقة
secondary cementation	سمنتة ثانوية
sedimentary	رسوبي
sedimentary basin	حوض رسوبي
sediments	رسوبات
seismic	سيسمي
seismic detector	لاقط سيسمي
seismic method	طريقة سيسمية
seismic survey	مسح سيسمي
seismic trace	أثر سيسمي
seismic velocity	سرعة سيسمية
semi-submersible vessel	مركب نصف غاطس
sensitivity analysis	تحليل الحساسية
sensor	حساس
separation	فصل

separation, multistage	فصل متعدد المرحلة
separator	صهريج فصل
sequestration	فصل، عزل
series	سلسلة، متسلسلة
servicing	خدمة
settling	ترقيد
settling tank	صهريج ترقيد
shale	طين صفحي
shale shaker	رجاج الطين الصفحي
shale shaker screens	مرشحات هزاز الطين الصفحي
shape	شكل
shaped charge	شحنة مُشَكّلة
shareholders	مساهمين
shareholders' profit	ربح المساهمين
shear	قص
shear pin	مسمار قص
shelf	رصيف
shell	صدفة
shut-in period	فترة الانحباس
sidetrack	مسار جانبي
sidetracking	تغيير مسار
sidewall coring	أخذ العيّنات اللبابية الجدارية
signature	بصمة، توقيع
silica gel	سيليكا جل
silisiclastic	صخور فتاتية سيليسية

simulation	محاكاة
single phase fluid	مائع وحيد الطور
single-stage separator	صهريج فصل وحيد المرحلة
size	حجم
skimming tank	صهريج قشد
skin	قشر
skin, damage	تخريب القشر
skin, frac	شق قشري
skin, geometrical	قشر هندسي
sleeve	جُلبة
slickline	مزلقة
slickline intervention	تدخل مزلقة
sliding sleeve	كُم منزلق
slippage	انسياب، انزلاق
slipway	رصيف إنزال
slug catcher	ماسك الكتل المعدنية
slugging	تباطؤ
slugs	كتل معدنية
slush pump	مضخّة الوحل الرقيق
smear	تلطخ، إكساء
soak	نقع
software package	رزمة
sonde	مسبار
source	منبع
source rock	الصخر الأم

spacer	مباعِد
spacer fluid	مائع مباعِد
sparing	احتياط
sparker	مولد الشرر
spectral decomposition	تفكيك طيفي
spent catalysts	مُحَفزات مُستهلَكة
spike	نبضة
spinner	دوار، دوار تدفق
spontaneous potential	كمون ذاتي
spot market	سوق موضعي
spread	تشكّل
spreadsheet	وريقة جدولة
squeezing off	عصر
stabilised crude	خام مثبت
stability	استقرار، توازن
stabilizer	موازن
stack	مدخنة، كومة
stacked reservoir	خزّان مُكَدّس
stacked trace	أثر مُكَدّس
stacking	تكديس
stainless steel	فولاذ لايصدأ
stakeholders	أصحاب العمل
staking velocity	سرعة التكديس
stand pipe	أنبوب قائم
standard deviation	انحراف معياري

standardization	معايرة
stater	ساكن
steel jacket	سترة فولاذية
stochastic	عشوائي
stock tank	صهريج تخزين
stove pipe	أنبوب الموقد
straddle	مُباعد
strain	انفعال
stratigraphic analysis	تحليل ستراتغرافي
stratigraphic discontinuity	ثغرة ستراتغرافية
stratigraphic record	سجل ستراتغرافي
stratigraphy	ستراتغرافيا، طبقية
stratigraphy, sequence	ستراتغرافية التتابع
stratosphere	ستراتوسفير
stress	إجهاد
strike	اتجاه، مضرب
string, single	وحيد السلسلة
stripping	تجريد
stroke length	طول الدَقة
structural correlation	ترابط بنيوي
structural map	خريطة بنيوية
structural movement	حركة بنيوية
structure	بنية، تركيب
structure, karst	بنية كارستية
stuffing box	صندوق حشو

stylus	مَرقَم
sublimation	تصعيد
subsea satellite	تابع تحت بحري
subsea tree	شجرة تحت بحرية
subsurface	تحت السطح
sucker rod	قضيب ماص
sulphide	سلفيد
supercharging	تلقيم مفرط
supercritical fluid	مائع فوق حرج
superheated	فوق مُسَخن
surface casing	بطانة سطحية
surface tension	توتر سطحي
surfactant	فعال سطحياً
surfactant flooding	فيضان فعال سطحياً
survey	مسح ، معاينة
survey, multi-azimuth	مسح متعدد السموت
swab valve	صمّام تنظيف
swamp barge	صندل المستنقع
swath	رقعة
sweep	اكتساح ، كنس
swell	انتفاخ
swept zone	نطاق مكتسح
swing factor	عامل التأرجح
swivel	وصلة دوّارة
swivel head	رأس دوار

syncline	مقعر
tailpipe	أنبوب سحب
take or pay agreement	اتفاقية خذ أو اسَوق
tandem	ترادفي
tank, fixed roof	صهريج ثابت السطح
tank, floating roof	صهريج عائم السطح
tank, stock	صهريج تخزين
tank, storage	صهريج تخزين
tanker, export	ناقلة تصدير
tanker, gas	ناقلة غاز
tanker, oil	ناقلة نفط
tanker, shuttle	ناقلة مكوكية
target	هدف
target oil	النفط الهدف
tariff	تعرفة
tax	ضريبة
tax rate	معدل الضريبة
taxable income	دخل خاضع للضريبة
technical cost	كلفة تقنية
technical integrity	تكامل تقني
technical parameter	معامل تقني
technique	تقنية
technique, chemical	تقنية كيميائية
technique, thermal	تقنية حرارية
tectonic movement	حركة تكتونية

telemetry	قياس عن بعد
temperature	درجة الحرارة
template	قالب
tender	عرض، مقطورة تموين
terminal	محطّة طرفية
test separator	صهريج فصل اختباري
test string	سلسلة الاختبار
testing	اختبار
thickness	سماكة
thickness, gross	سماكة إجمالية
thickness, isochore	سماكة شاقولية
thickness, isopach	سماكة حقيقية
thin oil columns	أعمدة النفط الرقيقة
thin oil rims	حواف النفط الرقيقة
thin-bed analysis	تقييم الأسرة الرقيقة
throat	مجاز ضيق
throughput	إنتاجية
thrust bearing	مَحمِل سَوقي
thruster	داسر
tie-back	مَرَدّة
tight	متراص
time domain	مجال زمني
time, payback	زمن رد الدين
time, payout	زمن رد الدين
toluene	تولوين

tonguing	تشكّل لسان
tool, caliper	أداة المسماك، أو قيس قطر البئر
tool, induction	أداة تحريض
tool, laterlog	أداة لترلوغ
tool, neutron	أداة النيوترون
tool, NRM	أداة الطنين النووي المغنطيسي
tool, resistivity	أداة مقاومية
tool, sonic	أداة صوتية
top plug	سدادة عليا
top side module	وحدات السطح العلوي
topography	طبوغرافيا
turbo-expander	مُمَدد توربيني
towing cable	كبل قطر
trajectory	مسار
transducer	محول طاقة
transit time	زمن العبور
transmitter	مُرسل
transparent	شفاف
transport	نقل
transport energy	طاقة النقل
trap	مصيدة
trap, anticlinal	مصيدة محدبية
trap, combination	مصيدة تألفية
trap, fault	مصيدة فالقية
trap, stratigraphic	مصيدة ستراتغرافية

trap, structural	مصيدة بنيوية
travel time	زمن المسير
travelling block	كتلة الرحيل
trend	تَوَجُه
Triassic	ترياسي
tri-ethylene glycol	غليكول ثلاثي الايثيلين
tubing	أنبوب
tubing completion with annulus packer	إكمال مع أنبوب وحشوة حلقية
tubing completion without packer	إكمال مع أنبوب بدون حشوة
tubing corrosion	تأكل الأنبوب
tubing hanger	حمالة الأنبوب
tubing, coiled	أنبوب ملفوف
tubing, through	أنبوب ضمني
tubingless completion	إكمال بدون أنبوب
tubulars	الأنبوبيات
tugboat	زورق قطر
turbidite	عكر
turbine	عنفة
turbine bypass	عنفة تحويل
turbulent flow	تدفق دوامي
turndown ratio	نسبة الرفض
turntable	طاولة دوّارة
two-phase envelope	غلاف الطورين
umbilical	كبل تحكم
uncertainty	شك

unconformity	عدم توافق
underestimating	بخس التكاليف
undergauged	ناقص السعة
underpressured	تحت مضغوط
underwater manifold	متشعبة تحت بحرية
undrained	غير مصروف
uniform	منتظم
uniformity	انتظام
unit costs	تكاليف وحدة
universal joint	وصلة جامعة
upgrading	تحسين النوعية
utility	مصلحة خدمة عامة، منشأة
valve	صمّام
valve, bypass	صمّام تحويل
valve, check	صمّام غير مرجع
valve, control	صمّام تحكم
valve, flapper	صمّام قلاب لا رجعي
valve, Joule Thomson expansion	صمّام تمدد جول طومسون
valve, master	صمّام رئيسي
valve, safety	صمّام أمان
valve, swab	صمّام تنظيف
valve, unloading	صمّام تفريغ
valve, wing	صمّام مُجَنّح
vane packs	رزم الريش
variance	متغاير

venting	تنفيس
venture	مجازفة، مغامرة
Venture effect	تأثير فنتوري
Venture principle	مبدأ فنتوري
vessel, monohull	مركب أحادي البدن
vessel, semi-submersible	مركب نصف غاطس
vibrating screen	غربال هزاز
vibrating source	منبع رجاج
viscosity	لزوجة
viscosity, kinematic	لزوجة تحريكية
viscous fingering	أصابع اللزوجة
viscous forces	قوى اللزوجة
viscous oil	نفط لزج
void	فجوة
voidage replacement	إحلال الفراغ
volatile	طيار
volcanic sill	دسيسة بركانية
volumetric	حجمي
vortex breaker	مانع الدوامة
vuggy	ذو فجوات
wash tank	صهريج غسل
water cut	قطفة ماء
water droplet	قطيرة ماء
water gun	مسَوق مائي
water injection	حقن الماء

water injector	بئر حقن الماء
water resistivity	مقاومية الماء
water, connate	ماء فطري
water, pore	ماء مسامي
waterleg	قاع الماء
wave, compressional	موجة انضغاطية
wave, direct	موجة مباشرة
wave, incident	موجة واردة
wave, reflected	موجة منعكسة
wave, refracted	موجة منكسرة
wave, seismic	موجة سيسمية
wave, shear	موجة قَصّية
wave, sound	موجة صوتية
wavelet	مويجة
wax	شمع
waxy crude	خام شمعي
weather, windows	نوافذ الطقس
weathering	تجوية
weathering, chemical	تجوية كيميائية
weathering, mechanical	تجوية ميكانيكية
weathering, sub-areal	تجوية تحت-هوائية
weir	قنطرة احتجاز
well flowrate	معدل تدفق البئر
well heel	كعب البئر
well intervention	تدخل بئري

well path	مسار البئر
well planning	تخطيط البئر
well toe	أسفل البئر
well, abandoned	بئر مهجورة
well, appraisal	بئر تقييمية
well, development	بئر تطويرية، بئر التنمية
well, deviated	بئر منحرفة
well, disposal	بئر الإطراح
well, dry	بئر جافة
well, exploration	بئر استكشافية
well, extended reach	بئر بعيدة المدى
well, infill	بئر إدخال، بئر بينية
well, information	بئر معلومات
well, injection	بئر حقن
well, intelligent	بئر ذكية
well, producing	بئر منتجة
well, rod pumped	بئر ضخ بالقضيب
well, smart	بئر ذكية
well, stripper	بئر متجردة
wellhead	فوهة البئر، رأس البئر
wellhead, subsea	فوهة بئر تحت بحري
wet tree	شجرة رطبة
wettability	قابلية التبلل
whipstock	مُوجّه
wing valve	صمّام مجنّح

wireline	كبل ، سلك
wireline log	سجل سلكي
wireline plug	سدادة سلكية
Wobbe index	قرينة ووب
work programme	برنامج عمل
workover	إصلاح ، صيانة
workstation	محطّة عمل
xylene	زايلين
yield point	نقطة الخضوع
zeolite	زيوليت
zonal isolation	عزل نطاقي
zone	نطاق
zone, rifting	نطاق انهدامي
zone, subduction	نطاق انغراز
zone, transition	نطاق انتقالي

مراجع مختارة وقراءات إضافية

Allen, Philip A. and John R. Allen. *Basin Analysis: Principles and Applications*. Oxford: Blackwell Science, 2006. 480 p.

Amyx, James W., Daniel M. Bass, Jr. [and] Robert L. Whiting. *Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties*. London: McGraw-Hill, 1960.

Archer, J. S. and C. G. Wall. *Petroleum Engineering: Principles and Practice*. Norwell, MA: Kluwer Academic, 1999.

Azar, J. and R. Samuel. 2007. *Drilling Engineering*. Tulsa, Okla.: Pennwell Corp., 2007. 486 p.

Beggs, H. Dale. *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Tulsa, Okla.: OGCI Publications, 2003. 411 p.

Bentley, M. R. and S. A. Smith. «Scenario-based Reservoir Modelling and the Need for More Determinism.» in: *The Future of Geological Modelling in Hydrocarbon Development*. London: Geological Society of London Special Publication, 2007.

_______ and T. J. Woodhead. *Uncertainty Handling Through Scenario-Based Reservoir Modelling*. 1998. SPE 39717.

Bernstein, Peter L. *Against the Gods: The Remarkable Story of Risk*. London: Wiley, 1998. 400 p.

Bradley, Howard B. *Petroleum Engineering Handbook*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1987.

Calhoun, John C. *Integrated Reservoir Studies*. Paris: Editions Technip, 2001. 360 p.

Dake, L. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam; New York: Elsevier Science, 1983. 462 p.

______ . *The Practice of Reservoir Engineering*. Revised ed. Amsterdam; New York: Elsevier Science, 2001. 572 p.

Economides, Michael J., Larry T. Watters and Shari Dunn-Norman. *Petroleum Well Construction*. London; New York: Wiley, 1997. 622 p.

Fraser, Ken. *Managing Drilling Operations*. Amsterdam; New York: Elsevier Science, 1991. 246 p.

Gluyas, Jon and Richard Swarbrick. *Petroleum Geoscience*. London: Blackwell Science, 2003. 376 p.

Hilterman, Fred J. *Seismic Amplitude Interpretation: 2001 Distinguished Instructor Short Course*. Houston, TX: SEG: EAGE, 2001. (Distinguished Instructor Series; no. 4)

The International Offshore Oil and Natural Gas Exploration and Production Industry. *Decommissioning Offshore Oil and Gas Installations: Finding the Right Balance*. 1996.

Jack, Ian. *Time-lapse Seismic in Reservoir Management: First Annual Distinguished Instructor Short Course*. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 1998.

Johnston, Daniel. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa, Okla.: PennWell Books, 1994.

Joshi, Sada D. *Horizontal Well Technology*. Tulsa, Okla.: Pennwell Books, 1991. 535 p.

Kearey, Philip, Michael Brooks and Ian Hill. *An Introduction to Geophysical Exploration*. 3rd ed. London: Blackwell Science, 2002. 262 p.

Lowell, James D. *Structural Styles in Petroleum Exploration*. Tulsa, Okla.: OGCI Publications, 1985. 460 p.

McAleese, Stuart. *Operational Aspects of Oil and Gas Well Testing*. Amsterdam; New York: Elsevier Science, 2000. 352 p.

McCain, William D. (Jr.). *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, Okla.: PennWell Books, 1973.

Miall, Andrew D. *Principles of Sedimentary Basin Analysis*. London; New York: Springer Verlag, 1984. 468 p.

North, F. K. *Petroleum Geology*. London: Allen and Unwin, 1985. 607 p.

Perrin, Denis. *Well Completion and Servicing*. Paris: Technip, 1999. 325 p. (Institut français du pétrole publications)

Reynolds, John M. *An Introduction to Applied and Environmental Geophysics*. London: Wiley, 1997. 796 p.

Rider, Malcolm. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Caithness, England: Whittles Publishing, 1996. 280 p.

Royal Dutch/Shell Group. *The Petroleum Handbook*. Amsterdam; New York Elsevier, 1983.

Scholle, Peter A. and Darwin Spearing. *Sandstone Depositional Environments*. Tulsa, Okla.: American Association of Petroleum Geologists, 1982. 410 p. (AAPG Memoir; 31)

Scholle, Peter A., Don G. Bebout and Clyde H. Moore. *Carbonate Depositional Environments*. Tulsa, Okla.: American Association of Petroleum Geologists, 1983. 708 p. (AAPG Memoir; 33)

Serra, O. *Fundamentals of Well Log Interpretation*. Amsterdam; New York: Elsevier; Pau: Elf Aquitaine, 1984-1986. 2 vols. (Developments in petroleum Science; 15A-15B)

Vol. 1: *The Acquisition of Logging Data*.

Vol. 2: *The Interpretation of Logging Data*.

Standing, M. B. and D. L. Katz. *Density of Natural Gases*. Trans AIME, 1942.

Tiab, Djebbar and Erle. Donaldson. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Houston, Tex.: Gulf Publishing Company, 1996. 706 p.

Walker, Roger G. and N. P. James. *Facies Models*. Toronto, Ont.: Geological Association of Canada, 1992. 409 p.

Yergin, Daniel. *The Prize*. New York: Simon and Schuster, 1991. 885 p.

فهـــــرس

ـ أ ـ

- ب -

- ث -

- ج -

- خ -

- د -

- ر -

- ز -

- س -

ـ ض ـ

- ط -

- ع -

- غ -

- ف -

- ق -

ـ ك ـ

- ن -

ـ هـ ـ